Conseil des sciences du Canada

Science Council of Canada

SÉRIE : STRATÉGIES SECTORIELLES EN MATIÈRE DE TECHNOLOGIE

N° 5

Le pétrole et le gaz naturel au Canada

SÉRIE «STRATÉGIES SECTORIELLES EN MATIÈRE DE TECHNOLOGIE»

N° 5 LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL AU CANADA

Conseil des sciences du Canada
100, rue Metcalfe
Ottawa (Ontario)
Canada K1P 5M1

N° de catalogue : SS25-1/5-1992F
N° d'ISBN : 0-662-97346-1
© Ministre des Approvisionnements et Services, 1992

92-07341/

Table des matières

Faits saillants v
Historique de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» viii
Commentaire sur la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» et sur les objectifs de la R-D ix
Liste des rapports de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» xi
Remerciements xii

Introduction 1

L'importance du pétrole 2

Vue d'ensemble du secteur mondial du pétrole et du gaz naturel 4
- Le marché mondial du pétrole et du gaz naturel 4
  - Le marché du pétrole 4
  - Les réserves pétrolières 5
  - Le marché du gaz naturel 6
  - Les réserves de gaz naturel 7
  - L'instabilité des marchés pétroliers 7
- L'industrie mondiale du pétrole et du gaz naturel 10
  - L'industrie du pétrole 10
  - L'industrie du gaz naturel 12

Vue d'ensemble du secteur canadien du pétrole et du gaz naturel 13
- Le secteur du pétrole 13
- Le secteur du gaz naturel 15
- Résumé 16

La stratégie en matière de R-D et de technologie dans le secteur mondial du pétrole et du gaz naturel 17
- Augmenter les approvisionnements en pétrole et en gaz naturel 17
- Améliorer le rendement énergétique 19
- Mettre au point des sources d'énergie de substitution 21
- Atténuer les dommages écologiques 22
- Mettre au point de nouveaux produits et services 24

La stratégie en matière de R-D et de technologie dans le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel 25
- La R-D dans le secteur privé : études de cas 32
  - La Compagnie pétrolière impériale Ltée 32
  - Shell Canada Ltée 33
  - Husky Oil Ltd. 33
- L'aide du gouvernement provincial à la R-D 34
- L'aide du gouvernement fédéral à la R-D 35

Les possibilités technologiques qui s'offrent à l'industrie 36
Le raffinage 37
Les sables bitumineux *in situ* 37
La production de gaz ultrasulfureux 37
Le traitement du gaz en aval 38

Conclusion 39

Annexe — Cadre d'analyse des stratégies en matière de technologie 41

Notes 43

Tableaux

Tableau 1. Demande énergétique mondiale par catégorie, 1990 4
Tableau 2. Réserves de pétrole classique et production cumulative par région, 1989 6
Tableau 3. Intégration verticale d'entreprises représentatives de pétrole brut et de produits raffinés 11
Tableau 4. Intensité énergétique de certaines économies nationales, 1973-1985 19
Tableau 5. Dépenses canadiennes et américaines en R-D exprimées en pourcentage des recettes d'exploitation, 1982-1989 26
Tableau 6. Dépenses en R-D engagées par des entreprises canadiennes et américaines de pétrole et de gaz naturel, exprimées en pourcentage des recettes d'exploitation, 1981-1989 27
Tableau 7. Dépenses de l'industrie pétrolière canadienne en R-D, 1985-1989 27
Tableau 8. Participation et contrôle de l'industrie pétrolière canadienne, 1989 28
Tableau 9. Production et réserves de pétrole et de gaz naturel d'Amoco, 1985-1989 30
Tableau 10. Activités de recherche d'Amoco, 1985-1989 31

Faits saillants

- On s'attend à ce que les prix de l'énergie demeurent stables au cours des années 1990. Toutefois, comme les réserves de pétrole classique diminuent au Canada et dans les autres pays non membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), les pays membres de l'OPEP, qui possèdent plus de la moitié des réserves mondiales de pétrole classique, seront encore une fois en mesure de manipuler les stocks et les prix mondiaux. La stratégie de R-D et de technologie dans le secteur du pétrole et du gaz naturel revêt donc une importance capitale.

- La R-D en pétrole et en gaz naturel peut être classée en deux catégories soit la R-D en «amont» et la R-D en «aval». La première catégorie, axée sur l'approvisionnement, vise l'exploitation à long terme du pétrole et du gaz naturel en tant que ressources stratégiques; la seconde, axée sur la demande, porte sur les produits et les procédés, la conservation de l'énergie et la protection de l'environnement. L'une des principales préoccupations que suscite l'élaboration d'une stratégie de R-D et de technologie au Canada consiste à trouver un équilibre approprié entre la R-D en amont et la R-D en aval.

- Les Canadiens possèdent et exploitent une faible partie de l'industrie du pétrole et du gaz naturel au pays, ce qui limite leur capacité d'influencer les décisions touchant la R-D. Puisque 63,9 p. 100 de l'industrie est entre les mains d'étrangers, il faut tenir compte de l'opinion de ces derniers avant de décider d'accroître l'investissement en R-D dans le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel.

- La taille d'une entreprise est l'un des principaux facteurs qui sert à déterminer sa participation à la R-D. La plupart des petites et moyennes entreprises de pétrole et de gaz naturel classiques font peu de R-D. Parmi les grandes entreprises classiques non intégrées, celles qui sont associées à des sociétés américaines font peu de R-D au Canada.

- Selon les statistiques disponibles, le rapport entre les dépenses en R-D et les ventes dans le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel représente environ 60 p. 100 de celui du secteur américain. De telles comparaisons entre deux pays peuvent toutefois être trompeuses. Dans au moins une multinationale établie aux États-Unis, le rapport entre la R-D et les ventes est plus élevé dans la filiale canadienne que dans la société mère américaine. Dans tous les cas, le plus important consiste à déterminer si l'effort actuel fourni par le Canada en R-D est approprié aux besoins futurs.

- L'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel consacre environ 300 millions de dollars par année à la R-D, soit le même montant dépensé annuellement par une société multinationale représentative des États-Unis. Environ le quart de la R-D financée par des activités canadiennes et incluse dans les statistiques des dépenses canadiennes en R-D est effectué à l'extérieur du Canada, en partie parce que nous ne disposons pas des installations ou des compétences appropriées, mais surtout à cause des mandats de recherche précis accordés aux laboratoires régionaux par les grandes multinationales.

- La recherche en amont vise surtout à trouver des façons d'exploiter les ressources de pétrole «synthétique», pétrole coûteux à extraire aux prix mondiaux existants et avec la technologie actuelle. Le Canada possède les meilleures ressources synthétiques au monde sur le plan des coûts et de l'accessibilité technologique. Ces ressources pourraient répondre aux besoins énergétiques de toute l'Amérique du Nord.

- La recherche en amont est coûteuse et risquée. Les résultats, s'il y en a, peuvent mettre vingt ou trente ans à venir. En revanche, une recherche en amont qui serait fructueuse assurerait au Canada l'accessibilité, selon les besoins, à des ressources en pétrole synthétique. Toute l'Amérique du Nord tirerait profit d'une telle accessibilité.

- La R-D en amont concernant de nouveaux produits et procédés est particulièrement importante si l'on tient compte des spécifications de produit plus exigeantes (par exemple, l'essence reformulée) et des normes environnementales (par exemple, les normes d'émission des automobiles).

- Les nouvelles normes environnementales pour les produits raffinés (par exemple, l'essence reformulée) augmentent le fardeau des coûts de certains petits raffineurs à un moment où leur marge bénéficiaire ne leur permet pas d'affronter la situation. L'industrie canadienne, qui, dans son ensemble, équivaut seulement à une multinationale de moyenne dimension, pourrait être relativement sensible à de tels changements.

- En ce qui a trait à la R-D en aval, il peut être souhaitable de rationaliser l'industrie canadienne de façon à atteindre la masse critique nécessaire à l'amélioration des installations et au financement de la R-D — même si une telle R-D se limite à appuyer une stratégie technologique fondée sur l'adoption ou l'adaptation.

- La R-D en aval présente des possibilités qui pourraient mener à des résultats commercialement rentables au cours des dix prochaines années. Parmi ces possibilités, citons la recherche dans le domaine des combustibles de substitution, comme le méthanol et le gaz naturel comprimé, afin de respecter des règlements plus sévères sur le plan écologique et de répondre aux caractéristiques de rendement des carburants pour les moteurs spécialisés, de même que la recherche dans des domaines tels que les services d'exploration et d'exploitation axés sur l'exportation et la gestion des systèmes d'énergie. La R-D en aval devrait être liée à ces possibilités et à d'autres avantages industriels.

- Pour intensifier la recherche afin de tirer profit des possibilités commerciales, l'industrie devra faire preuve d'une plus grande souplesse dans des domaines tels que la sous-traitance, et il faudra encourager les divisions des grandes entreprises à assumer une plus grande responsabilité au chapitre de la réalisation de profits («contrats internes»). Il faudra également soutenir les petites et moyennes entreprises dans leurs efforts de marketing à l'exportation visant les services ou le matériel spécialisé et accroître la capacité de gestion pour devenir un secteur offrant des services complets.

- La principale stratégie technologique utilisée dans l'industrie mondiale du pétrole et du gaz naturel est fondée sur l'adoption ou l'adaptation. L'innovation tend à se produire principalement dans la technologie de procédés, mais comporte également de nouveaux produits comme les nouveaux carburants et lubrifiants. Les pressions qui s'exercent sur l'innovation sont commandées par les caractéristiques de charges d'alimentation particulières, les règlements en matière d'environnement, la réduction d'énergie et la demande régionale d'un produit. Grâce aux licences, la technologie devient habituellement accessible aux autres entreprises. Les redevances découlant des licences peuvent représenter un revenu important pour les sociétés pétrolières.

- Puisque l'octroi d'une licence n'influe guère sur la marge brute d'autofinancement des entreprises canadiennes, il est permis de croire que les travaux de recherche au pays ne connaissent pas un

succès commercial important et direct, même s'ils prennent de la valeur à long terme. Dans certains cas, le «commerce» technologique intra-entreprise produit d'importantes recettes indirectes pour le secteur canadien lorsque la filiale au pays détient une exclusivité mondiale particulière.

- Le Canada ne peut dépendre d'un chef de file extérieur en R-D pour mettre au point et breveter une bonne partie de la technologie dont le pays a besoin puisque les ressources canadiennes, particulièrement celles qui sont synthétiques, présentent certains problèmes technologiques particuliers.

- Le Canada a acquis de vastes connaissances spécialisées dans l'amélioration des sables bitumineux et le traitement des gaz sulfureux; il accroît actuellement ses compétences en extraction gazière des sables compacts et des sables profonds, en exploration et exploitation des gisements sous-marins et en combustibles de substitution comme le méthanol. En général, les compétences des Canadiens sont plutôt axées sur les activités en amont.

- Il faut bien calculer quand investir dans des projets précis, comme d'autres usines d'extraction de sables bitumineux (par exemple, OSLO) et le forage en mer (par exemple, Hibernia). Les investissements totaux en capitaux dans des activités d'une telle ampleur s'élèvent à des milliards de dollars; l'économie canadienne ne peut facilement absorber des demandes de crédit semblables dans un avenir prévisible, à moins qu'il n'y ait des possibilités raisonnables d'enregistrer des recettes satisfaisantes.

- Alors que les résultats de la R-D en amont se produiront après dix ans, il faut bien définir le rôle des sociétés exploitantes de ressources, des raffineurs, des établissements de recherche, du gouvernement fédéral, des gouvernements provinciaux et des gouvernements étrangers afin de s'assurer de la coordination des travaux de recherche et du partage équitable des coûts. Cela nécessitera vraisemblablement un plan d'action concertée précisant les objectifs technologiques, un protocole d'entente entre tous les intéressés et des niveaux de responsabilité raisonnables.

Historique de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie»

Dans la «nouvelle» économie des années 1990, les entreprises prospères à forte valeur des pays industrialisés sont mues par l'innovation et incitées à consacrer des fonds à de nouveaux produits et procédés. Elles axent de plus en plus leurs stratégies commerciales sur des connaissances et des compétences spécialisées pour adapter leurs propres technologies clés aux marchés particuliers.

Où se situe le Canada dans ce nouveau milieu en évolution rapide, où les alliances et les relations changent constamment? La faible capacité d'innovation de l'industrie canadienne est une préoccupation du Conseil des sciences du Canada depuis 1971, année où l'organisme a fait paraître le rapport *L'innovation en difficulté*. Le Conseil a exprimé à nouveau ses inquiétudes dans sa déclaration intitulée *Innovation sectorielle*, publiée en 1987. Concentrant alors son attention sur les mesures susceptibles d'être prises au niveau sectoriel, le Conseil affirmait :

> Les milieux industriels et gouvernementaux du Canada sont de plus en plus conscients du rôle clé joué par la technologie et la R-D dans la concurrence intérieure et internationale. Le Conseil des sciences considère qu'il incombe avant tout à l'industrie de relever le calibre de la technologie et d'accroître les activités de R-D au Canada. Néanmoins, les gouvernements peuvent venir en aide aux milieux industriels dans leurs efforts pour maintenir leur compétitivité à long terme à la fois en collaborant avec des entreprises individuelles et en bâtissant un consensus sur l'élaboration de stratégies d'innovation adaptées aux divers secteurs industriels. Il ne s'agit pas, pour les gouvernements, de dire aux entreprises ce qu'elles doivent faire, mais bien de favoriser la collaboration entre celles-ci dans une perspective d'autodéveloppement. Pour parvenir à un tel consensus sur la stratégie à adopter pour un secteur particulier, il faut établir une collaboration étroite et continue avec les industries sur le rôle actuel de la technologie et de la R-D dans le secteur, sur les perspectives de développement et sur la nature des sources, des stimulis et des formes d'innovation technologique. De toute évidence, pour réussir, il faudra élaborer des stratégies d'innovation distinctes pour chaque secteur de l'industrie. Le Conseil des sciences souhaite qu'en bâtissant ce consensus, on parviendra à déterminer les priorités, à établir les domaines qui se prêtent à la coopération et à élaborer un plan d'action.

Cet énoncé s'est révélé une étape importante de la décision qu'a prise par la suite le Conseil d'entreprendre un grand projet sur les stratégies sectorielles en matière de technologie.

En 1989, à un moment où l'état de la compétitivité canadienne suscitait beaucoup de préoccupations et où l'on s'interrogeait sérieusement sur le faible niveau des dépenses brutes affectées à la recherche et au développement au Canada par rapport à d'autres pays industrialisés, Industrie, Sciences et Technologie Canada (ISTC) a accepté d'assurer la plus grande partie du financement de ce projet. ISTC a aussi choisi les secteurs sur lesquels il souhaitait que porte le projet.

Chaque rapport de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» s'inspire en partie d'analyses commandées par le Conseil des sciences du Canada à des entrepreneurs; celles-ci sont conçues pour révéler la dynamique de l'innovation technologique dans le secteur et celle des stratégies des sociétés en matière de technologie. Chaque rapport a aussi bénéficié, dans une large mesure, des observations et des conseils formulés par les nombreux experts externes des milieux d'affaires, universitaires et gouvernementaux, auxquels on rend hommage dans les remerciements.

Commentaire sur la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» et sur les objectifs de la R-D

La série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» porte sur 15 secteurs d'activité au Canada. À la lumière de l'analyse effectuée, le Conseil des sciences du Canada formule les commentaires suivants sur le rendement du Canada en recherche et développement (R-D) et sur l'établissement d'objectifs sectoriels de R-D.

- Regroupées par secteur, les entreprises canadiennes exécutent généralement beaucoup moins de travaux de R-D que leurs concurrents commerciaux. En pourcentage des ventes, la R-D représente, pour les entreprises canadiennes, entre le tiers et la moitié de ce qu'effectuent dans le domaine leurs principaux concurrents sectoriels sur la scène internationale. Parmi les secteurs étudiés, celui des télécommunications constitue toutefois une exception digne de mention.

- Pour certaines lignes de produits ou technologies particulières, il faut atteindre certains seuils minimaux absolus de R-D et de dépenses d'investissement avant que les efforts consentis puissent éventuellement rapporter. Il est évident que les seuils minimaux sont élevés dans certains segments de secteurs, tels que les télécommunications (commutateurs de central téléphonique), les pièces automobiles (fournisseurs de premier niveau), le pétrole et le gaz (normes des raffineries sur l'essence reformulée) et l'électronique (fonderies où l'on traite les circuits intégrés). De tels seuils absolus ne peuvent être exprimés clairement en tant que pourcentage des ventes.

- Dans la majorité des 15 secteurs étudiés, la faiblesse des sommes allouées à la R-D par les entreprises s'explique par le choix de la stratégie commerciale et technologique (qui élimine presque les entreprises canadiennes de nombreux segments de marché à plus forte valeur ajoutée), la taille relativement petite des entreprises canadiennes, le haut niveau des seuils absolus de dépenses au titre de la R-D qu'il faut consentir pour jouer un rôle prépondérant, surtout dans le domaine des stratégies technologiques novatrices, et le pourcentage de propriété étrangère dans les entreprises canadiennes (un facteur particulièrement important dans les secteurs des pièces et des véhicules automobiles).

- L'insuffisance de R-D au Canada par rapport aux autres pays n'est que l'un des nombreux facteurs qui nuisent à la compétitivité du pays. Parmi ceux-ci figurent les coûts des investissements et de la main-d'œuvre, la qualité technique, la commercialisation et la gestion. La contribution de la R-D, ou plus précisément de l'innovation technologique, est pourtant de plus en plus marquée dans l'économie mondiale, mais le Canada continue de tirer de l'arrière en ce domaine. Le faible niveau de R-D affecte tout particulièrement les secteurs canadiens qui reposent sur l'exploitation des ressources en réduisant leur compétitivité dans le cas des produits différenciés à plus forte valeur. Ces secteurs sont ainsi vulnérables aux fluctuations de prix défavorables, mais indépendantes de leur volonté, qui découlent par exemple d'une augmentation du taux de change.

- Les industries canadiennes disposent assurément d'un considérable potentiel d'accroissement de leurs investissements en R-D. Cependant, l'exploitation de ce potentiel dépend fortement de l'optique des dirigeants d'entreprises et de leur capacité d'utiliser la technologie de façon stratégique, d'accélérer le processus d'innovation dans l'entreprise, de travailler plus étroitement avec les fournisseurs et les «clients exigeants» d'un bout à l'autre de la chaîne de production, et de

se doter des ressources nécessaires pour innover davantage et faire de la R-D. Les entreprises canadiennes n'ont pas encore saisi pleinement les répercussions de la stratégie nouvelle, dite stratégie de l'«entreprise superefficace» ou du «producteur flexible». Pour adopter cette nouvelle stratégie, elles devront chercher à offrir le meilleur produit possible à leurs clients. Afin de répondre aux besoins de ces derniers, elles devront intégrer les compétences d'une main-d'œuvre aguerrie à une structure de direction souple qui stimule les initiatives de coopération, tant au sein des entreprises qu'entre les entreprises.

- Les sociétés canadiennes œuvrant dans les secteurs étudiés cherchent surtout à adopter et à adapter des technologies existantes. Elles ne font guère place aux stratégies d'innovation technologique (une fois de plus, le secteur des télécommunications fait exception à la règle) et à peine quelques-unes d'entre elles se tournent vers les stratégies de pénétration des marchés dans le but de renforcer leur position concurrentielle. Dans l'ensemble, les entreprises des 15 secteurs envisagés ne font que peu d'efforts de diversification en dehors des lignes de produits existantes, préférant plutôt accroître l'efficacité de la production.

- Les gouvernements peuvent établir des objectifs de R-D par secteur, dans l'espoir d'inciter les entreprises à accroître leur rendement, à modifier leur stratégie commerciale et à obtenir un plus grand engagement du secteur privé à l'égard de la R-D. Cependant, la R-D effectuée par le secteur privé ne sera valable que si elle s'accompagne d'un vaste ensemble d'initiatives communes des secteurs public et privé, depuis les techniques améliorées et la production accrue jusqu'au financement et à la commercialisation. L'intensification des activités de R-D ne sera productive que si elle va de pair avec une stratégie commerciale en matière de technologie plus élaborée et conçue minutieusement afin d'appuyer les objectifs commerciaux des entreprises. Sinon, ces dernières ne pourront pas rassembler les investissements complémentaires requis pour tirer profit de la R-D. C'est l'entreprise qui doit engager des ressources aux fins de la R-D.

- Il devient de plus en plus difficile d'établir des objectifs par secteur en matière de R-D, puisque des facteurs tels les progrès technologiques, les changements dans la réglementation et les restructurations commerciales ont pour effet de décloisonner les secteurs. Les grandes entreprises diversifiées qui sont au premier plan de la R-D industrielle contemporaine s'adonnent en effet à des activités de R-D qui pourraient relever de plusieurs secteurs. Citons, par exemple, la R-D dans le domaine des textiles et des matériaux réalisée par de grandes entreprises japonaises de l'acier, la R-D en électronique effectuée par les fabricants de véhicules automobiles, et la R-D sur les logiciels faite par les entreprises de télécommunications. Les gouvernements canadiens ont, à juste titre, favorisé une intensification des efforts de R-D au sein des industries du pays. Vu le rythme rapide des progrès scientifiques et des changements techniques, d'une part, et compte tenu du rôle de l'interdépendance des systèmes et de la synergie entre les techniques, d'autre part, l'établissement d'objectifs de R-D ne semble pas justifier l'effort soutenu, la coopération et, en dernière analyse, l'engagement nécessaires du gouvernement fédéral, des gouvernements provinciaux et des organismes privés.

Liste des rapports de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie»

N° 1	Les télécommunications au Canada
N° 2	Les pièces automobiles au Canada
N° 3	Le fer et l'acier au Canada
N° 4	Les véhicules automobiles au Canada
N° 5	Le pétrole et le gaz naturel au Canada
N° 6	Les produits pétrochimiques et les résines au Canada
N° 7	Les banques au Canada
N° 8	Les métaux non ferreux au Canada
N° 9	Les produits forestiers au Canada
N° 10	La machinerie au Canada
N° 11	Les aliments et boissons au Canada
N° 12	L'énergie électrique au Canada
N° 13	Le génie-conseil au Canada
N° 14	L'électronique au Canada
N° 15	Les logiciels et les services informatiques au Canada

Remerciements

Le Conseil des sciences du Canada remercie les personnes et les organismes suivants, qui ont contribué à la préparation du présent rapport grâce aux conseils et aux renseignements qu'ils ont fournis : Purvin and Gertz, Ltd., Houston; Hycarb Engineering Ltd., Calgary; Clem Bowman, président, Alberta Research Council, Edmonton; Clark Henry, vice-président à la recherche, Esso Ressources Canada, Sarnia; Paul Tisdall, The Network, Ottawa; Allan Palmer et Kim Smith, Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa; C. Drzymela, Industrie, Sciences et Technologie Canada, Ottawa.

Les opinions et les conclusions contenues dans le présent rapport sont celles du Conseil des sciences du Canada et ne représentent pas nécessairement celles d'autres personnes ou d'autres organismes.

Le comité du Conseil des sciences du Canada qui a dirigé le projet se composait des personnes suivantes :

John Roth, président, Systèmes sans fil, Northern Telecom (président du comité jusqu'en février 1991);
Simon J.S.W. Curry, directeur, Modélisation au niveau du système, Recherches Bell-Northern Ltée (président du comité depuis février 1991);
Morrell Bachynski, président, MPB Technologies Inc.;
Richard Bolton, directeur général, Centre canadien de fusion magnétique, Institut de recherche d'Hydro-Québec;
Richard Dillon, directeur, Alafin Consultants Ltd.;
*Gerry B. Dyer, directeur de la recherche, Du Pont Canada Inc.;
J. Barry French, professeur, Institute for Aerospace Studies, Université de Toronto;
James Gilmour, directeur de l'analyse des politiques, Conseil des sciences du Canada (membre d'office);
Gordon Gow, président-directeur général, Société internationale de l'Ontario;
Janet Halliwell, présidente, Conseil des sciences du Canada (depuis août 1990; membre d'office);
Geraldine Kenney-Wallace, présidente, Conseil des sciences du Canada (jusqu'à juillet 1990; (membre d'office);
Bernard M. Leduc, chef de la direction scientifique et directeur régional, Wyeth-Ayerst Research — Canada;
Guy P.F. Steed, directeur des programmes, Conseil des sciences du Canada (membre d'office);
Andrew J. Szonyi, président, Canadian Resource Management Ltd.;
Graham Taylor, directeur, Innovation et diffusion de la technologie, Industrie, Sciences et Technologie Canada;
Hugh Wynne-Edwards, président, Terracy Corporation.

Le personnel du projet comprenait :

Rick Clayton, agent de projet et membre du comité du projet, Conseil des sciences du Canada;
Jean Reavley, attachée de recherche, Conseil des sciences du Canada.

---

* Chargé d'assurer la liaison avec le comité pour le rapport sur le pétrole et le gaz naturel.

Introduction

Au cours des vingt dernières années, le monde a traversé deux «crises pétrolières» qui ont mis la question des approvisionnements pétroliers au premier plan de l'actualité économique mondiale. Toutefois, en 1991, le prix du pétrole était stable et enregistrait peut-être même une pression à la baisse. Les Canadiens connaîtront-ils une autre pénurie avec une augmentation rapide des prix, ou bien les progrès technologiques permettront-ils de gérer les approvisionnements en pétrole et en gaz naturel d'une manière acceptable sur le plan social? Quelle sera l'incidence de l'éventuelle stabilité des approvisionnements sur la R-D dans le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel? La recherche constituera-t-elle toujours une priorité pour le secteur? Quelles perspectives existe-t-il réellement en matière de R-D?

Le présent rapport a comme principal objectif de donner un aperçu des stratégies technologiques mises sur pied par les entreprises qui dominent le marché, d'examiner le rendement du secteur canadien en matière de R-D par rapport à celui de ses principaux concurrents commerciaux, et d'analyser les principales raisons des différences observées à ce niveau ainsi que leur incidence sur la compétitivité du secteur canadien du pétrole et du gaz naturel.

L'importance du pétrole

Le XX[e] siècle est souvent décrit comme l'âge du pétrole, un âge au cours duquel le pétrole et le gaz naturel ont supplanté le charbon comme source d'énergie première dans le monde industriel. De nos jours, près de trois milliards de dollars de produits pétroliers sont utilisés quotidiennement. L'industrie du pétrole représente l'activité commerciale la plus importante au monde[1].

On peut diviser l'âge du pétrole en trois périodes.

1. Une croissance rapide de 1900 à 1973. La consommation de pétrole double pratiquement chaque décennie et les prix chutent. Le pétrole devient le principal moteur de la croissance économique et il est essentiel à la vie quotidienne, d'abord en Amérique du Nord, puis en Europe et, finalement, dans le monde entier.

2. Le début de l'instabilité en 1973. L'embargo imposé en 1973 par les pays arabes sur le pétrole et la révolution iranienne de 1979 font passer le prix mondial moyen du pétrole de 2 $ le baril au début des années 1970 à 35 $ le baril en 1981[2]. Cette hausse illustre de façon flagrante les dangers reliés aux coûts excessifs de l'énergie : une récession à l'échelle mondiale et une dette qui s'accroît inexorablement, même pour les pays riches de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE)[3], ainsi qu'un cuisant échec des perspectives d'expansion des pays pauvres en pétrole situés dans l'hémisphère sud. Toutefois, en dépit du fardeau des prix élevés, l'importance du pétrole au sein de l'économie mondiale continue d'augmenter et l'influence économique et politique des pays du Moyen-Orient prend de l'ampleur.

3. Les stocks excédentaires et les baisses des prix après la série d'augmentations de 1979 à 1981. Presque du jour au lendemain, un marché favorable au vendeur devient un marché favorable à l'acheteur, et les prix commencent à baisser pour la première fois depuis 1971. Au cours des années 1980, le monde bénéficie de surplus importants et croissants, grâce à la capacité de production et aux prix qui, dans certains cas, reviennent aux niveaux des années antérieures à 1973.

L'instabilité des prix du pétrole a considérablement nui à l'économie mondiale. En raison de la prédominance de cette source d'énergie, le prix du pétrole a tendance à servir de base à l'établissement du prix de tous les autres types d'énergie. Cependant, à mesure qu'augmentent les prix du pétrole et les coûts de l'énergie, la demande de capitaux croît à un rythme disproportionné. Au début des années 1970, les coûts de l'énergie représentaient pour le Canada environ 5 p. 100 du produit national brut (PNB), dont 3,5 p. 100 étaient des revenus du capital et le reste, des frais d'exploitation. Les prix réels du pétrole ayant doublé au cours des années 1970, les coûts de l'énergie augmentèrent pour représenter environ 7 p. 100 du PNB. De ce pourcentage, 5,5 p. 100 était du capital. Il n'est pas facile de transférer en cinq ou sept ans à peine 2 p. 100 du PNB alloué à la consommation, aux dépenses gouvernementales ou à d'autres investissements, en capitaux destinés à l'énergie. Il existe des restrictions structurelles et techniques à la souplesse de tout stock de capital quel qu'il soit. Les pays de l'OCDE, dans leur ensemble, ont connu un changement similaire au chapitre de leurs activités économiques. Étant donné les taux d'intérêt réels élevés, toute augmentation future du prix du pétrole pourrait nuire gravement au Canada et aux autres pays si elle s'accompagnait d'une hausse parallèle disproportionnée de la demande en capital. Le Canada éprouve même des difficultés à trouver des fonds pour ses besoins courants en capitaux, comme le démontrent la dette internationale croissante et les taux d'intérêt réels élevés.

Pratiquement aucun des planificateurs de l'énergie n'avait prévu le fléchissement des prix du pétrole des années 1980. Vers la fin des années 1970, on estimait presque à l'unanimité que les hausses futures du prix du pétrole et la dépendance croissante à l'égard du pétrole lourd étaient inévitables. Groupes de recherches, entreprises privées et gouvernements, tous s'attendaient à ce que le prix du pétrole atteigne plus de 50 $ le baril au cours des années 1980[4].

Il est difficile d'imaginer comment la plupart des planificateurs et prévisionnistes en matière d'énergie ont pu se tromper à ce point sur un aspect aussi important de l'économie mondiale. Rétrospectivement, il aurait été plus prudent pour les analystes d'appliquer une théorie économique simple à leurs prévisions sur le pétrole. Huit années d'augmentation rapide des prix du pétrole, qui ont abouti à des prix supérieurs à 40 $ le baril sur le marché libre au début des années 1980, ont grandement favorisé la réduction de la consommation de pétrole, ainsi que la recherche et le développement de nouvelles réserves de pétrole et de gaz naturel. La consommation de pétrole s'est stabilisée ou a diminué en partie en raison de la grave récession économique, mais surtout grâce à l'efficacité accrue de l'énergie. Dans les pays industrialisés, l'intensité énergétique (la quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité de PNB) a baissé de 20 p. 100 entre 1973 et 1985. Aux États-Unis, par exemple, le PNB a augmenté de 40 p. 100 tandis que la consommation d'énergie est demeurée stable[5]. Grâce à l'efficacité de l'énergie, le monde est parvenu à se sortir de la grave récession de 1981-1982, ce qui a entraîné une baisse de 75 p. 100 du prix réel du pétrole entre 1981 et 1986[6]. Malgré les dernières réductions marquées de la production des deux principaux pays riches en pétrole, l'Irak et le Koweït, les prix sont toujours à la baisse. Le monde semble s'être doté d'un système beaucoup plus souple aujourd'hui, ce qui aurait été impossible au cours des années 1970.

Néanmoins, l'effondrement spectaculaire des prix du pétrole au cours des années 1980 pourrait précipiter l'éclatement d'une autre crise pétrolière. Les efforts des pays industrialisés pour réduire leur dépendance vis-à-vis du pétrole de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) ont engendré une situation déséquilibrée et insoutenable. Les champs pétrolifères d'Amérique du Nord et d'Europe de l'Est ont produit à pleine capacité. Ils ne renferment toutefois que 8 p. 100 des réserves prouvées de pétrole classique dans le monde, tandis que les champs du Moyen-Orient, qui représentent plus de la moitié des réserves mondiales, fonctionnent au-dessous de leur capacité. Les pays industriels seront par conséquent plus dépendants du pétrole du Moyen-Orient à mesure que diminueront les réserves des pays non membres de l'OPEP. C'est pourquoi l'évolution de la conjoncture politique au Moyen-Orient revêt de plus en plus d'importance pour les pays industrialisés pauvres en pétrole, comme en fait foi le récent conflit du golfe Persique.

La stabilité apparente constitue peut-être seulement un répit temporaire dans l'escalade des prix du pétrole, mais les pays industrialisés peuvent néanmoins en profiter pour planifier un avenir plus stable et plus rassurant. Si les pays industrialisés ne saisissent pas cette occasion, les pays de l'OCDE pourraient connaître un recul économique semblable à celui qui est survenu lors des chocs pétroliers des années 1970, mais dans des circonstances beaucoup moins favorables[7]. Étant donné que 56 p. 100 des réserves mondiales prouvées de pétrole se trouvent dans le golfe Persique, il y aura inévitablement une centralisation des pouvoirs dans cette région, qui pourrait finir par dominer les marchés mondiaux du pétrole[8].

Vue d'ensemble du secteur mondial du pétrole et du gaz naturel

Le marché mondial du pétrole et du gaz naturel

En 1990, la demande mondiale en énergie équivalait à 109 millions de barils de pétrole par jour (Mbj), comme l'illustre le tableau 1. La demande en pétrole atteignait 50 Mbj ou 46 p. 100 de la demande totale en énergie. Le charbon représentait 28 p. 100 de la demande mondiale en énergie, et le gaz naturel venait en troisième place avec 20 Mbj, soit 18 p. 100 de la demande totale en énergie[9].

Tableau 1. Demande énergétique mondiale par catégorie, 1990

	Millions de barils par jour	Pourcentage de la demande totale
Pétrole	50	46
Charbon	24	22
Gaz naturel	20	18
Nucléaire	7	6
Hydro-électrique et autres	8	7
Total	109	100

Source : Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *Sector innovation strategy for the oil and gas industry*, rapport préparé à contrat pour le Conseil des sciences du Canada, décembre 1990, p. II-8.

Le marché du pétrole

Le pétrole et les produits du pétrole sont des facteurs importants dans le commerce international. En 1989, 47,5 p. 100 (22,1 Mbj) de la production de pétrole brut — qui atteignait 46,5 Mbj — a fait l'objet du négoce international.

Les courants commerciaux dans l'industrie de l'énergie ont dans une large mesure pris forme à partir de la combinaison des facteurs géologie, économie de transport et emplacement des marchés. Les raffineries de pétrole sont généralement situées près des marchés puisqu'il en coûte moins cher de transporter du brut que des produits raffinés. On estime que le transport international du pétrole se compose à 70 p. 100 de brut et à 30 p. 100 de dérivés[10]. Les coûts de transport du pétrole brut et des produits du pétrole représentent rarement plus de 10 p. 100 du prix de livraison aux taux actuels du pétrole brut[11]. La capacité totale de stockage des produits bruts et raffinés équivaut à environ 2 p. 100 de la production annuelle. Le pétrole tend à être consommé au moment où il est produit, et il n'y a pas de stock tampon pour aplanir les grandes fluctuations dans l'offre ou la demande.

Le commerce du pétrole brut a connu une baisse au début des années 1980, à la suite de la crise du pétrole de 1979, mais les dernières années de la décennie nous ont permis d'assister à un rétablissement de la situation. À titre d'exemple, les importations américaines, qui excédaient 6 Mbj en 1978, ont chuté à un faible taux de 3,1 Mbj en 1985, en grande partie à cause d'une réduction de la consommation. Les importations européennes sont passées de 11 Mbj à 5,9 Mbj au cours de la même

période à la suite d'une diminution de 3,8 Mbj dans la demande et d'une augmentation de 21 Mbj dans la production européenne. Toutefois, les importations américaines et européennes ont augmenté progressivement depuis 1985, atteignant respectivement 5,8 Mbj et 7,1 Mbj en 1989. On s'attend à ce que ces importations continuent à augmenter, alors que la demande s'accentue et que les réserves intérieures sont épuisées[12].

Le pétrole brut présente des caractéristiques différentes selon son origine, ce qui nécessite des méthodes de production différentes et rend la matière appropriée à différents produits finals. Toutefois, tout le pétrole brut est séparé et transformé, au moyen de procédés comme la distillation et le craquage catalytique, en trois grandes catégories de produits :

- les fractions volatiles avec une teneur élevée en hydrogène et une faible densité relative, incluant l'essence utilisée comme combustible;
- les distillats moyens, qui comprennent le carburant diesel, le kérosène et le mazout pour le chauffage domiciliaire;
- les fractions lourdes ou résidus avec une densité relative élevée, qu'on utilise de façon limitée comme combustible pour les moteurs à basse vitesse (par exemple, les moteurs marins) et les procédés industriels.

L'approvisionnement en matières premières d'énergie — pétrole brut et gaz naturel d'alimentation de pipeline — est traditionnellement décrit comme l'extrémité «en amont» de l'industrie, tandis que le traitement ou raffinage de ces matières en produits particuliers, comme l'essence, est considéré comme l'extrémité «en aval». Les pays de l'OCDE consomment environ 73 p. 100 du total mondial des produits raffinés. L'essence représente à peu près 30 p. 100 de cette consommation, et les États-Unis ainsi que le Canada en consomment la moitié à eux seuls. Ailleurs qu'en Amérique du Nord, le distillat est le principal produit, suivi de près par le mazout lourd. Le kérosène est largement utilisé pour le chauffage et la cuisson dans un grand nombre de pays non membres de l'OPEP[13].

Bien que les perturbations dans la provision de pétrole brut et les hausses rapides des prix au cours des deux dernières décennies aient entraîné une utilisation accrue des formes d'énergie de substitution, le pétrole demeurera probablement la source d'énergie dominante pour les vingt ou trente prochaines années.

Les réserves pétrolières

Les ressources mondiales de pétrole classique se mesurent normalement d'après les réserves prouvées. Cette catégorie comprend tout le pétrole contenu dans les réservoirs connus et extractible aux prix courants avec la technologie actuelle. Chaque année, on découvre de nouvelles sources de pétrole qui s'ajoutent aux réserves prouvées, et on retranche de ces dernières le pétrole dont on fait l'extraction. Les réserves prouvées de pétrole à l'échelle mondiale ont augmenté rapidement après la Seconde Guerre mondiale, passant de 76 milliards de barils en 1950 à 664 milliards en 1973. Toutefois, depuis le milieu des années 1970, ces réserves ne se sont accrues que de 5 p. 100, même si les prix plus élevés du pétrole ont encouragé l'exploration, et la quantité extraite a diminué d'année en année. Nous voyons maintenant le fond du baril de pétrole classique, ce qui constitue une étape charnière dans l'âge du pétrole.

Environ 56 p. 100 des réserves prouvées de pétrole à l'échelle mondiale se trouvent au Moyen-Orient, et seulement 20 pays se partagent à peu près 95 p. 100 des réserves. Le pétrole demeure l'une des ressources les plus inégalement distribuées[14]. Le tableau 2 illustre l'emplacement des principales réserves prouvées de pétrole classique en 1989.

L'OPEP exploite les trois quarts des réserves prouvées de pétrole brut, incluant toutes les réserves qui se sont ajoutées récemment. On a révisé à la baisse les réserves estimées des pays non

membres de l'OPEP, y compris l'ex-Union soviétique, qui consomme 15 p. 100 du pétrole mondial et dont la production s'est accrue.

Tableau 2. Réserves de pétrole classique et production cumulative par région, 1989 (en milliards de barils)

Région	Quantité de pétrole produite à ce jour	Réserves prouvées de pétrole
Moyen-Orient	160,0	660,3
Ex-Union soviétique	s. o.	59,9
Amérique latine	60,9	125,2
États-Unis et Canada	135,5	42,4*
Afrique	45,3	58,8
Asie et Océanie	36,7	46,8
Europe	14,9	18,4
Total		1 011,8

Source : British Petroleum, *Review of world energy*, Londres, 6 mars 1990.

* Les réserves américaines et canadiennes sont respectivement de 36 et de 6,4 milliards de barils.

En fait, on trouve du pétrole dans le sol en quantité supérieure à ces chiffres. Nous parlons ici des prétendues ressources synthétiques que sont le pétrole lourd, les sables et les schistes bitumineux. Le pétrole lourd est une matière brute dont la viscosité (propension au flux) est trop élevée pour qu'on utilise les méthodes d'extraction habituelles. Sa composition chimique est semblable au pétrole classique. Les réserves prouvées de pétrole lourd en Amérique du Nord sont les suivantes : 20 milliards de barils aux États-Unis, 553 millions de barils au Canada et 4,1 millions de barils au Mexique. Ces réserves ne sont pas toutes exploitables pour le moment d'un point de vue économique, bien que certains champs fassent actuellement l'objet d'une exploitation.

Il existe en outre d'importants gisements de sables bitumineux au Canada (Athabasca) et au Venezuela, ainsi que de schistes bitumineux aux États-Unis, particulièrement en Utah et au Colorado. Le sable et la roche de ces gisements renferment des centaines de milliards de barils de pétrole : 900 milliards dans la région de l'Athabasca et deux billions dans les schistes des États-Unis. Même si ces gisements ne peuvent être actuellement exploités sur une large échelle commerciale, le Canada extrait environ 225 000 barils de pétrole par jour (bj) des sables bitumineux. Cette production est plutôt faible comparée aux 46,5 Mbj extraits dans le monde en 1989, mais elle représente tout de même, techniquement parlant, le procédé le plus intéressant si l'on tient compte du caractère peu courant de l'entreprise.

Dans un avenir prévisible, la régulation du commerce international du pétrole dépendra en grande partie de celle exercée au Moyen-Orient, notamment en Arabie saoudite, en Iran, au Koweït et en Irak[15].

Le marché du gaz naturel

Le gaz naturel fournit un cinquième de toute l'énergie commerciale du monde. Il représente une source énergétique efficace que l'on peut aussi bien utiliser dans l'industrie que dans les domaines des transports et de la production d'énergie. En outre, le gaz naturel produit moins de polluants,

notamment de dioxyde de carbone, que tout autre combustible fossile : il dégage 14 kilogrammes de dioxyde de carbone par milliard de joules, tandis que le pétrole et le charbon en libèrent respectivement 20 et 24 kilogrammes pour la même quantité.

Le gaz naturel constitue un facteur beaucoup moins important que le pétrole sur le plan du commerce international. Actuellement, les frais de transport représentent souvent plus de la moitié du prix de gros[16]. Le commerce international du gaz naturel ne progressera pas beaucoup à moins que l'on ne mette au point des moyens de transport moins coûteux ou que l'on convertisse le gaz en produits de plus grande valeur pouvant justifier les coûts de transport.

Les réserves de gaz naturel

En 1985, les réserves prouvées de gaz naturel à l'échelle internationale se chiffraient à 3,4 quadrillions de pieds cubes, ce qui équivaut à 590 milliards de barils de pétrole. Ce n'est que 15 p. 100 de moins que les réserves mondiales prouvées de pétrole, mais le gaz naturel ne peut fournir que la moitié de l'énergie produite par le pétrole, compte tenu de la technologie actuelle[17].

De nombreux experts de l'industrie s'attendent à ce que les sources classiques de gaz naturel durent encore quatre décennies ou plus, et plusieurs dirigeants d'installations électriques estiment que ce produit représente le meilleur substitut du pétrole à court terme comme combustible pour certaines centrales électriques. Les réserves classiques connues, comme les réserves de pétrole, sont concentrées dans quelques pays, dont près de 70 p. 100 au Moyen-Orient et dans l'ex-Union soviétique[18].

Le gaz naturel est l'unique combustible fossile dont l'évaluation des réserves a connu une hausse considérable ces dernières années — 34 p. 100 en dix ans. La découverte d'importants gisements de gaz naturel dans les pays de l'ex-Union soviétique compte parmi les meilleures réussites de la dernière décennie en matière d'énergie. Les réserves soviétiques de gaz naturel équivalent à 250 milliards de barils de pétrole, ce qui représente une consommation mondiale de pétrole sur plus de dix ans; elles constituent également 43 p. 100 des réserves mondiales de gaz naturel. La production soviétique de gaz a doublé au cours de la dernière décennie, fournissant ainsi de l'énergie à l'industrie, aux centrales électriques et aux foyers[19]. Le gaz naturel pourrait également apporter à l'ex-Union soviétique les devises étrangères dont elle a grandement besoin.

L'instabilité des marchés pétroliers

Au cours des vingt dernières années, les marchés et les prix du pétrole ont été extrêmement volatiles et incertains. Vers la fin des années 1960 et le début des années 1970, les États-Unis ont épuisé leurs stocks excédentaires de pétrole. Avant cette période, les surplus américains avaient longtemps constitué une garantie sur laquelle le monde occidental pouvait compter en temps de crise, comme lors de la Seconde Guerre mondiale et des crises beaucoup moins importantes de 1951, 1956 et 1967[20].

La disparition de cette marge de sécurité signifiait une dépendance encore plus grande envers le pétrole du Moyen-Orient. Entre 1960 et 1970, la demande de pétrole du monde libre s'est accrue de 21 millions de barils par jour. La production du Moyen-Orient (y compris de l'Afrique du Nord) a augmenté de 13 Mbj au cours de la décennie, ce qui voulait dire que le pétrole du Moyen-Orient satisfaisait les deux tiers de la forte augmentation de la demande[21]. Les chocs pétroliers des années 1970 étaient donc la conséquence logique de la baisse des réserves américaines et de la vulnérabilité des pays consommateurs de pétrole vis-à-vis des pays qui possèdent du pétrole.

Plus tard, dans les années 1980, comme les surplus se reconstituaient, l'inquiétude s'est fait sentir à l'autre extrémité de la chaîne. Les prix fléchirent et les dépenses énergétiques des pays de l'OCDE, qui représentaient seulement 12 p. 100 du produit intérieur brut (PIB) en 1980, atteignèrent seulement 8 p. 100 en 1988[22]. Les pays exportateurs ont commencé à chercher pour leur pétrole des débouchés sur lesquels ils pouvaient compter.

En réalité, les développements les plus surprenants sur les marchés mondiaux du pétrole ne sont pas tant la baisse de la consommation ou la chute des prix, mais le fait que, malgré la baisse importante de la demande et les nouveaux approvisionnements en pétrole, les prix ne se soient pas effondrés comme cela s'est produit lorsque les marchés du cuivre et de l'uranium ont connu une surabondance similaire. L'explication en est toute simple : l'OPEP, ne pouvant plus fixer directement les prix du pétrole à l'échelle mondiale, a réduit considérablement sa production et abandonné sa part du marché afin d'éviter un effondrement des prix[23].

L'Arabie saoudite est le principal «producteur fluctuant»; elle a effectivement contribué au maintien des prix du pétrole en retirant du marché des quantités de pétrole pouvant aller jusqu'à 7 Mbj. La production saoudienne de pétrole est passée de 10 Mbj en 1980 à 4 Mbj en 1985, ce qui représentait le niveau le plus bas en dix-huit ans[24]. Dans l'ensemble, la production de l'OPEP est passée de 26,8 Mbj en 1980 à 16,1 Mbj en 1985[25].

L'OPEP a démontré qu'elle pouvait assumer son rôle de cartel avec succès, mais des pays membres de ce cartel éprouvent des difficultés économiques et voient leur pouvoir diminuer au sein de l'économie mondiale. Après avoir atteint un sommet de 275 milliards de dollars en 1981, les recettes totales de l'OPEP ne se chiffraient plus qu'à environ 80 milliards par année vers la fin des années 1980. Ces pays font face à une véritable crise économique, car les revenus tirés de la vente de pétrole représentent entre 95 et 100 p. 100 de leur commerce extérieur. En outre, ils ont établi leurs programmes de dépenses gouvernementaux sur des prévisions en recettes pétrolières qui se sont révélées beaucoup trop élevées[26].

Malgré le récent conflit du golfe Persique, le prix du pétrole est toujours à la baisse. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering prévoient que le prix du baril se chiffrera autour de 15 $ au début de 1992. Bien que la production de pétrole ait pratiquement cessé en Irak et au Koweït en raison de la guerre du Golfe et de ses conséquences, l'Arabie saoudite a augmenté sa production et pourrait continuer à exercer pendant longtemps une pression à la baisse sur les prix du pétrole.

En revanche, les tendances à long terme semblent moins favorables pour les pays importateurs de pétrole. L'une des tendances les plus inquiétantes de ces dernières années est la diminution rapide de quelques-unes des réserves de pétrole mondiales les plus restreintes, toutes situées à l'extérieur du Moyen-Orient. Au cours des années 1970, il était plus économique pour les douzaines de pays non membres de l'OPEP d'augmenter considérablement les forages pétroliers, en raison du prix élevé du pétrole. Bon nombre de ces puits atteindront bientôt un point où le rendement ira en décroissant. La production de pétrole de certaines régions, dont l'Amérique du Nord, l'Europe et l'ex-Union soviétique, pourrait commencer à chuter rapidement au cours de la prochaine décennie.

Le secteur de l'énergie pourrait par conséquent se trouver dans une position fondamentalement instable. La faiblesse des prix du pétrole nuit aux investissements dans l'amélioration du rendement énergétique et la recherche de nouvelles sources d'énergie, tout en ralentissant le mouvement d'affranchissement envers le pétrole. Selon un nombre croissant d'analystes, les marchés pétroliers sont si faibles que les prix pourraient diminuer et le baril valoir de 10 à 15 $. La faiblesse des prix du pétrole a déjà renversé le mouvement qui se dessinait dans le monde entier en faveur d'une plus grande indépendance à l'égard du pétrole, préparant ainsi le terrain pour une autre crise énergétique[27].

Un phénomène digne de mention se produit présentement sur les marchés pétroliers : l'écart s'élargit entre les prix du brut peu sulfureux, du brut léger et des bruts plus lourds ou sulfureux. Le pétrole brut est classé dans différentes catégories en fonction de sa viscosité et de son taux de contamination par le soufre. Un pétrole brut peu sulfureux et léger présente une viscosité relativement faible (c'est-à-dire qu'il s'écoule facilement) et une faible teneur en soufre. Les pétroles lourds s'écoulent difficilement et les pétroles sulfureux présentent une teneur en soufre relativement élevée. Le brut peu sulfureux et léger de qualité supérieure, comme le pétrole de l'Arabie saoudite et du Texas, sert de base à l'établissement du prix de référence sur les marchés mondiaux.

Par le passé, les bruts relativement lourds ou sulfureux (provenant de champs de pétrole classique) devaient être vendus avec un léger rabais, peut-être 10 p. 100 de moins que le prix de référence. Le pétrole du Koweït, par exemple, est d'une qualité relativement visqueuse et n'a pas obtenu un aussi bon prix que le pétrole du pays voisin, l'Arabie saoudite. De nos jours, cependant, l'écart entre le brut léger, le brut peu sulfureux et le brut lourd et sulfureux est beaucoup plus grand — il peut atteindre 50 p. 100[28]. Si le prix de référence est de 18 $ le baril, le prix du brut lourd ou sulfureux peut être de seulement 9 $ le baril.

De nombreux raffineurs risquent de voir leurs coûts de production augmenter en raison de la baisse des approvisionnements en pétrole peu sulfureux et léger, car ils ne peuvent utiliser le brut lourd ou sulfureux à moins de construire les installations nécessaires pour effectuer beaucoup plus de raffinage. Pour ce faire, il leur faudrait investir un important capital supplémentaire, ce qu'ils ne peuvent se permettre à une époque où l'ensemble des prix subit une pression à la baisse dans la chaîne mondiale du pétrole et des produits pétroliers.

Cette situation problématique pourrait expliquer en partie l'élargissement de l'écart entre les prix. Le prix mondial du pétrole subit une baisse généralisée qui témoigne de la dynamique d'ensemble de l'offre et de la demande. Toutefois, le marché pourrait voir venir le jour où les sources de brut peu sulfureux et léger seront épuisées, et c'est pourquoi il accepte déjà un prix élevé pour le pétrole de cette qualité.

En fait, les récents changements survenus dans le monde du pétrole perturbent considérablement les marchés mondiaux et auront des répercussions à long terme. Le taux de diminution des ressources pétrolières mondiales les plus abondantes a ralenti, mais la baisse de certaines des plus importantes réserves stratégiques, parmi les moins abondantes, s'est accélérée. On s'attend à ce que la part du marché pétrolier de l'OPEP atteigne 55 p. 100 dans les années 1990, soit une hausse de 27 p. 100 par rapport à 1985[29].

L'indépendance croissante des pays consommateurs vis-à-vis du pétrole du Moyen-Orient au cours des années 1980 a apporté un sentiment de sécurité illusoire puisque cette situation s'est créée dans une large mesure aux dépens d'une plus grande dépendance à long terme. Plus la part actuelle du marché du Moyen-Orient est faible, plus cette part sera grande à la fin du siècle, au moment où de nombreux pays manqueront de pétrole. Le golfe Persique pourrait alors tenir les rênes à nouveau, les ressources mondiales de pétrole étant plus restreintes que jamais[30].

Selon Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, d'après les conditions de l'offre et de la demande, le prix du brut léger devrait, à moyen terme, se situer autour de 18 $ le baril (en dollars constants de 1990). Si les prix enregistrent une hausse considérable, les efforts de conservation d'énergie et le remplacement du pétrole par d'autres sources énergétiques feront diminuer la demande, comme ce fut le cas avant le fléchissement du prix du pétrole brut en 1986. En revanche, si les prix sont beaucoup moins élevés, le pétrole commencera à remplacer le charbon dans les chaudières industrielles et on consacrera moins d'efforts à la mise au point de nouvelles sources d'énergie. L'une ou l'autre de ces éventualités amènera un rajustement des prix[31].

L'OPEP envisage deux options stratégiques en cas de pénurie de pétrole : une stratégie fixant un plafond de production et une autre fixant un plafond du revenu.

Si la stratégie fixant un plafond de production était privilégiée, les pays de l'OPEP devraient s'entendre pour maintenir la production à un niveau déterminé. Les prix du pétrole augmenteraient au rythme de la demande mondiale jusqu'à ce que cette dernière atteigne à nouveau le plafond déterminé. Autrement dit, le prix du pétrole serait uniquement fonction de la demande. Cependant, les pays consommateurs découvriraient des moyens de conserver le pétrole et de trouver de nouvelles sources d'énergie de substitution; ils tenteraient, par la R-D, de promouvoir ces options et d'en réduire les coûts.

Toutefois, si l'on se fonde sur l'expérience des années 1980, l'établissement des prix au moyen d'une telle stratégie comporte d'importantes restrictions. Grâce à la technologie, le monde pourrait, au besoin, se passer de pétrole, sauf à très court terme (deux ans ou moins). Il existe en outre certaines stratégies permettant de résoudre les problèmes immédiats (comme l'entreposage de réserves stratégiques ou la «réquisition» de certaines ressources pour lesquelles les propriétaires recevraient les indemnités voulues). D'une façon générale, si l'OPEP annonçait le recours à une stratégie fixant un plafond de production, même dans un contexte de raffermissement du prix du pétrole, l'économie mondiale n'aurait pas trop à en souffrir.

La stratégie fixant un plafond du revenu pourrait être beaucoup plus dangereuse pour l'économie mondiale, car l'OPEP régulariserait la production afin que les revenus ne dépassent pas un plafond déterminé. Le raffermissement des prix du pétrole entraînerait des diminutions immédiates dans la production. La baisse de la disponibilité du pétrole serait inévitablement beaucoup plus forte dans ce dernier cas, étant donné que les réductions feraient monter les prix, créant ainsi un cercle vicieux de prix à la hausse et d'approvisionnements en pétrole à la baisse. Il est difficile d'imaginer comment l'économie mondiale pourrait s'adapter à une telle stratégie.

Les deux stratégies ne s'excluent pas l'une et l'autre. Certains producteurs de l'OPEP pourraient opter pour la stratégie fixant un plafond de production tandis que d'autres, ayant une capacité limitée d'absorber les fonds, pourraient préférer l'établissement d'un plafond du revenu. Ces choix risqueraient d'entraîner des répercussions complexes sur le marché, qui devrait composer avec un amalgame d'approvisionnements régularisés par l'une ou l'autre des stratégies, lesquelles interagiraient avec l'élasticité de la demande en pétrole par rapport aux prix à court et à long terme et les approvisionnements en énergie de substitution (c'est-à-dire les fluctuations de la demande de pétrole et des approvisionnements en énergie de substitution découlant des fluctuations des prix du pétrole).

La demande mondiale pour le brut de l'OPEP, laquelle se situe actuellement autour de 23 Mbj, augmentera progressivement. Les prix pourraient augmenter en valeur nominale, mais Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering estiment qu'ils demeureront les mêmes en dollars de 1990 jusque vers la fin de la décennie. Les prix du pétrole brut devraient continuer de fluctuer de façon saisonnière autour de 18 $ le baril (prix de référence FAB du Moyen-Orient), et le rendement de l'OPEP ne devrait pas dépasser 27 Mbj jusqu'à la fin des années 1990. Au cours des premières années du XXI[e] siècle, les prix du brut devraient augmenter en valeur réelle.

L'industrie mondiale du pétrole et du gaz naturel

L'industrie du pétrole

Le rôle essentiel que joue le pétrole dans l'économie mondiale explique le degré élevé de participation gouvernementale dans l'industrie, comme en font foi la création de la British Petroleum Company par le gouvernement britannique afin d'approvisionner en carburant la marine nationale, de même que la solide emprise du ministère japonais du Commerce extérieur et de l'Industrie sur les raffineries. La participation de l'État s'est accrue rapidement depuis les années 1960, à mesure que se répandait la nationalisation des activités industrielles de par le monde. De nos jours, les entreprises nationalisées participent à toutes les étapes de l'exploitation industrielle. De nombreuses entreprises, qui étaient de simples instruments de contrôle étatique, ont progressivement été transformées en entités commerciales qui recherchent la maximisation de leurs bénéfices et se distinguent à peine des entreprises privées[32].

La société Aramco en est un bon exemple. D'abord propriété d'investisseurs américains, Aramco appartient maintenant entièrement au gouvernement saoudien. Cette société possède toutes les réserves de pétrole de l'Arabie saoudite, ce qui représente environ le quart des réserves prouvées de

pétrole du monde, et elle est le principal exportateur mondial de pétrole. En plus de fournir du pétrole brut, Aramco procède au raffinage et vend de l'essence depuis son association à Texaco Inc. Star Enterprise en 1988. La coentreprise Aramco/Texaco possède ou loue à long terme 1 500 stations Texaco aux États-Unis, ce qui la classe au deuxième rang en importance parmi les détaillants en essence des États-Unis[33].

Les rapports de la valeur ajoutée dans les industries énergétiques reflètent les activités d'extraction de l'entreprise de base. La plus grande partie de la valeur ajoutée provient de la recherche et de la production de pétrole et de gaz. La valeur reliée à la tête de puits qui revient au producteur représente plus de 60 p. 100 de la valeur finale des produits pétroliers. Les 39 p. 100 qui restent représentent les frais de transport du brut, le raffinage et la commercialisation du produit. Les marges de profit engendrées par le transport du brut et la commercialisation du produit ont été relativement stables, tandis que celles des produits raffinés fluctuent et ont enregistré une perte de 0,93 $ le baril en 1984, puis un profit de 0,74 $ le baril en 1988[34].

On peut généralement établir une distinction entre les différentes entreprises selon les segments de l'industrie auxquels elles participent et le degré d'intégration entre ces derniers. Bien que presque tous les bénéfices du pétrole brut reviennent au producteur, ceux-ci ne peuvent être réalisés qu'au moment où le pétrole est commercialisé. Étant donné que pratiquement toute l'histoire de l'industrie du pétrole a été caractérisée par une capacité de production excédentaire, les producteurs souhaitent fortement obtenir des débouchés sûrs pour leur production. Comme l'a illustré en premier le Standard Oil Trust de Rockefeller, la domination de toute la chaîne pétrolière, de la production à la commercialisation, a assuré aux entreprises de puissants avantages concurrentiels. Aujourd'hui, les sociétés nationales des pays producteurs de pétrole, telle Aramco, s'orientent vers l'intégration verticale en mettant sur pied des projets en aval.

Le tableau 3 fait état de l'intégration verticale réalisée par une sélection représentative de différents types d'entreprises de pétrole brut et de produits raffinés.

Tableau 3. Intégration verticale d'entreprises représentatives de pétrole brut et de produits raffinés

Type	Recherche et production	Transport du brut	Raffinage	Transport des produits	Commercialisation des produits	Exemples
Producteur indépendant	X					Clyde Petroleum
Pipeline		X		X		Buckeye
Raffineur indépendant			X			Salomon
Raffineur/distributeur			X	X	X	Sinclair
Intégration complète	X	X	X	X	X	Exxon

Source : Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *Sectoral innovation strategy for the oil and gas industry*, rapport préparé à contrat pour le Conseil des sciences du Canada, décembre 1990, p. I-21.

L'industrie du raffinage du pétrole a tendance à être dominée par d'importantes multinationales intégrées qui entreprennent de la R-D et du transfert technologique à l'échelle mondiale. Par conséquent, la technologie du raffinage du pétrole est d'envergure internationale. Certaines entreprises régionales non intégrées prennent part à l'industrie canadienne du raffinage et acquièrent la technologie

nécessaire à leurs activités en se procurant des licences de transformation ou en ayant recours à d'autres moyens[35].

Il existe un autre type important d'entreprise qui n'est pas directement relié au marché du pétrole brut et des produits raffinés, mais qui participe cependant étroitement au commerce. Il s'agit des sociétés indépendantes de génie et de construction. Ces entreprises telles Fluor, l'UOP et Kellog offrent des services d'ingénierie et de construction à tous les segments de l'industrie. Elles réalisent également, à contrat, une bonne partie de la recherche sur l'élaboration des procédés de l'industrie. La technologie est par conséquent diffusée à la grandeur de l'industrie, et les entreprises peuvent profiter des autres recherches réalisées dans le secteur[36].

L'industrie du gaz naturel

Dans l'industrie du gaz naturel, la chaîne des coûts liés à la valeur ajoutée est beaucoup moins orientée vers le producteur en raison de la somme de capitaux engagés et des frais d'exploitations élevés des gazoducs et des réseaux de distribution. En 1989, 40 p. 100 de la valeur ajoutée du gaz le long de la chaîne commerciale américaine provenait de la recherche et de la production, 31 p. 100 de l'extraction et du transport et 29 p. 100 de la distribution[37].

L'industrie du gaz naturel présente un degré d'intégration inférieur à celui de l'industrie des produits de pétrole brut, sans doute en raison des règlements s'appliquant à la majorité des pipelines et des activités de distribution. La réglementation utilitaire régissant le transport et la distribution rend l'intégration moins intéressante pour les producteurs. Les entreprises ont tendance à se spécialiser soit comme producteurs, fournisseurs de pipelines ou distributeurs[38].

En 1989, le commerce international du gaz naturel, d'un point de vue équivalent énergétique, représentait environ 16 p. 100 du commerce mondial du pétrole. Comparativement au commerce du pétrole, le commerce du gaz est beaucoup plus centré dans les régions, car la nature fixe et à forte intensité de capitaux de la plupart des installations restreint le transport du gaz naturel. Toutefois, au cours des vingt ou trente prochaines années, le commerce international du gaz naturel augmentera probablement plus rapidement que celui du pétrole[39].

Vue d'ensemble du secteur canadien du pétrole et du gaz naturel

En raison du niveau de vie élevé de ses habitants, de son climat froid et de ses grandes distances, le Canada est le pays où la consommation d'énergie par habitant est la plus élevée du monde, suivi des États-Unis. En 1988, chaque Canadien a consommé en moyenne l'équivalent de presque 45 barils de pétrole[40].

Le Canada possède l'avantage particulier de pouvoir compter sur ses propres ressources pour combler la majorité de ses besoins en pétrole. Les exportations de pétrole dans l'ouest du Canada contrebalancent plus ou moins les importations dans l'est du pays. En ce qui concerne le gaz, le Canada en produit suffisamment pour répondre à ses besoins et en exporter vers les marchés américains adjacents. Environ 60 p. 100 de la valeur totale du pétrole brut et du gaz naturel au pays est consommée par les Canadiens, ce qui signifie que les exportations comptent pour 40 p. 100[41]. Le Canada possède les ressources pour produire encore plus de pétrole et même créer un surplus[42], bien que ces sources soient de nature synthétique.

Le Canada est un petit intervenant sur la scène du commerce mondial de pétrole. Toutefois, il est un fournisseur important pour les régions des États-Unis. Le Midwest américain représente en particulier un important marché pour la production excédentaire canadienne de pétrole brut lourd. L'accès à ce marché avoisinant constitue un grand avantage pour l'industrie canadienne de pétrole brut, car on ne dispose pas au pays des capacités de raffinage d'un tel produit. À l'échelle mondiale, le Canada est une importante source de gaz naturel, qu'il exporte surtout par pipeline vers les États-Unis[43].

L'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel se caractérise par sa diversité. Tous les secteurs sont dominés par les principales entreprises de pétrole internationales intégrées, suivi par 15 à 20 moyennes entreprises dont les activités touchent essentiellement le secteur en amont.

En général, le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel peut composer avec l'instabilité. L'industrie d'amont qui fournit les ressources doit payer des frais d'intérêt élevés et vend une grande partie de sa production sur le marché des exportations. Par conséquent, le flux de l'encaisse et la rentabilité sont fortement influencés par les taux d'intérêt, le cours du change et le prix des marchandises fixé sur le marché des exportations. Le rendement du capital dans tout le secteur en amont est passé de 7,7 p. 100 en 1984 à 3,0 p. 100 en 1989. Les sociétés étrangères ont généralement enregistré de meilleurs profits que les sociétés canadiennes. Le secteur de production et de transformation en aval, malgré des frais d'intérêt plus faibles, a été moins lucratif que le secteur en amont avant 1986, mais sa rentabilité s'est raffermie par la suite.

Le secteur du pétrole

Avec des recettes de 50,2 milliards de dollars, l'industrie du pétrole a représenté 12,2 p. 100 du PIB réel canadien en 1989[44].

La production de pétrole brut léger au Canada est inférieure à la demande nationale. Une partie du brut léger est exportée de l'ouest du Canada vers le nord des États-Unis, mais les importations dans l'est du Canada dépassent ces volumes d'exportation. L'Alberta produit presque 85 p. 100 du brut léger canadien, mais le rendement de cette province est à la baisse, et on prévoit que sa production passera de 780 000 Bj en 1989 à 522 000 en 2005[45]. La majorité de la production canadienne de pétrole lourd est exportée.

Les activités de forage dans l'industrie canadienne du pétrole ont diminué brusquement depuis 1985, surtout dans le domaine de l'exploration pétrolière. En 1985, on a foré 11 471 puits. En 1990, ce nombre avait chuté à 5 881[46]. L'une des raisons fut la baisse des prix du pétrole, passant de 36,88 $ le baril de brut canadien au début de 1986 à 24,17 $ au début de 1990. En outre, on avait le sentiment général que l'ouest du Canada avait moins de champs de pétrole intéressants à offrir. Certaines entreprises ont réduit leurs efforts visant à trouver du pétrole, préférant s'orienter vers le gaz, domaine dans lequel l'exploration n'a pas connu de baisse. Ainsi, en 1990, l'industrie forait 2 383 puits de gaz, comparativement à 2 444 en 1985.

L'industrie du pétrole n'enregistrera probablement plus les taux d'exploration et de forage atteints en 1985, car l'exploration du pétrole classique dans l'ouest du Canada, à des prix inférieurs à 30 $ le baril, présente peu d'attrait pour les grandes entreprises. En effet, peu d'entreprises s'attendent à de tels prix quel que soit le calendrier commercial établi[47].

Les réserves de pétrole classique du Canada diminuent; si l'on tient compte des prix mondiaux actuels, ses réserves synthétiques (sables bitumineux) et ses réserves des régions frontières comportent toutes des frais de récupération et de transformation beaucoup trop élevés pour concurrencer le pétrole de source classique, en particulier celui qui provient du Moyen-Orient. Il est peu probable que, sans l'aide du gouvernement, l'industrie exploite des réserves synthétiques et des réserves des régions frontières dans un prochain avenir.

L'extraction et l'exploitation des sables bitumineux canadiens ont toutefois été importants d'un point de vue technologique. La production de brut synthétique aux usines des sociétés de Syncrude et de Suncor a continué à croître grâce aux améliorations apportées dans la méthode de production et aux gains de productivité plus élevés. Le programme d'investissements supplémentaires de 30 000 Bj de Syncrude a été mis en œuvre à la fin de 1988. Les plans relatifs à une autre extension de 75 000 Bj sont reportés à une date indéterminée. La production combinée des usines de Syncrude et de Suncor s'élève actuellement à environ 225 000 Bj, ce qui représente à peu près 20 p. 100 de l'approvisionnement total en pétrole canadien[48]. C'est la plus importante production de pétrole synthétique sur la scène mondiale, et il semble juste de dire que le Canada est un chef de file dans l'exploitation de telles sources. Les sables bitumineux Orinoco du Venezuela n'ont pas encore été commercialement exploités, et la production actuelle tirée des schistes bitumineux par les Américains est minime.

Le projet OSLO, qui se chiffre à 4,5 milliards de dollars, vise la construction d'une usine de sables bitumineux près de Fort McMurray, en Alberta. On estime que la production d'un baril coûtera entre 16 $ et 25 $ US. Par contraste, le pétrole pompé en Arabie saoudite coûte moins de 5 $ US le baril. Le gouvernement fédéral a refusé de fournir au consortium OSLO la somme de 650 millions de dollars qu'il réclamait pour entreprendre la construction de l'usine[49].

Le brut des régions frontières inclut celui de la mer de Beaufort et de la côte est. Les réserves de brut de la mer de Beaufort excèdent 500 millions de barils. Les plans d'exploitation de ces réserves étaient en cours en 1988, mais le projet a été reporté depuis à une date indéterminée. Si les prix mondiaux du pétrole n'enregistrent pas une hausse importante, on peut mettre en doute la rentabilité du brut des régions frontières au Canada.

Le premier projet commercial sur la côte est canadienne sera le Panuke, dirigé par LASMO Canada Inc. On a entrepris une partie du projet en mer. Le projet Panuke, qui débute en 1992 pour se terminer autour de 1998, devrait produire 30 000 Bj de brut et de condensats pendant une partie de l'année.

Le principal projet commercial de la côte est le champ d'Hibernia, au large des côtes de Terre-Neuve, dans lequel le gouvernement fédéral a investi 2,7 milliards de dollars[50]. Des accords ont récemment été signés entre l'exploitant, Mobil Oil Canada Ltd., le gouvernement fédéral et les

gouvernements provinciaux. On a édicté des règlements et octroyé les principaux contrats. Le projet devrait être mis en œuvre en 1996 et atteindre un régime maximal de production de 110 000 Bj.

Ian Doig, rédacteur en chef d'un bulletin sur l'énergie et grand analyste de l'industrie énergétique canadienne, décrit Hibernia comme un projet qui produira le pétrole le plus cher du monde. M. Doig prétend qu'il en coûtera environ 20 $ US (1991) pour produire un baril de pétrole à Hibernia, alors que 75 p. 100 de la production mondiale de brut coûte moins de 5 $ le baril[51]. Peut-être ce projet deviendra-t-il un bon investissement, mais il est vital d'agir au bon moment. En outre, les marchés canadiens du crédit semblent déjà très éprouvés si on en juge par les taux d'intérêts réels.

Quatorze entreprises exploitent des raffineries de pétrole au Canada. De ce nombre, on retrouve trois grandes entreprises intégrées (Esso, Petro-Canada et Shell), cinq entreprises régionales affiliées et six petites entreprises avec une affiliation relativement limitée. La rentabilité de l'industrie du raffinage au cours de la dernière décennie a généralement été peu satisfaisante sur le plan du rendement du capital investi.

L'usage accru des charges d'alimentation de sables bitumineux au Canada entraîne des répercussions pour les raffineurs. Avec la technologie actuelle, le brut synthétique des sables bitumineux produit de l'essence de bonne qualité avec un indice d'octane élevé, mais les distillats moyens comme le carburant diesel sont d'une qualité relativement moindre. On craint alors que les indices de cétane du carburant diesel ne subissent une baisse dans l'ouest du Canada. Ce problème peut être surmonté grâce à des moyens techniques comme une hydrodésulfuration plus poussée à l'aide de gaz naturel, ce qui amènerait toutefois une majoration inévitable des coûts. L'industrie du camionnage dans l'ouest du pays n'apprécierait guère cette augmentation qui, même modeste, affaiblirait sérieusement sa capacité de concurrencer les entreprises de camionnage américaines.

Le secteur du gaz naturel

En général, la consommation de gaz naturel canadien sur le plan national et sur le marché des exportations a augmenté régulièrement ces dernières années, si l'on excepte une baisse de 10 p. 100 enregistrée en 1986. La consommation s'est accrue de près de 40 p. 100 entre 1984 et 1989. En 1989, la demande nationale et les exportations ont atteint des sommets, alors que les Canadiens ont consommé 2 540 milliards de pieds cubes de gaz naturel et que les exportations vers les États-Unis se sont élevées à 1 350 milliards de pieds cubes. Grâce à la déréglementation ainsi qu'à plusieurs projets qui augmenteront bientôt la capacité d'exportation par pipeline, on s'attend à ce que les marchés nationaux et les marchés d'exportation continuent de prendre de l'ampleur d'ici la fin du siècle. Il est probable que les exportations vers la Californie et le nord-est des États-Unis connaissent une hausse rapide[52].

Le Canada, de façon traditionnelle, produit un excédent net de liquides de gaz naturel. Les deux principales sources de propane et de butane au Canada sont la production de gaz naturel et les raffineries de pétrole. On prévoit que la concentration de propane et de butane dans le gaz naturel de l'Alberta diminuera à mesure que décroît la production de gaz associés. Cette baisse devrait être compensée en partie par le réservoir Caroline en Alberta, qui est riche en liquides de gaz naturel. Ce réservoir, découvert en 1987, devrait fournir son plein rendement en 1993.

La transformation du gaz donne lieu à une amélioration de la ressource de gaz brut, grâce à la récupération des coproduits comme les liquides de gaz naturel et le soufre et à la production de gaz naturel qui réponde aux caractéristiques du pipeline. Contrairement à l'industrie canadienne de raffinage du pétrole, l'industrie de transformation du gaz compte de nombreuses entreprises. En Alberta, où 85 p. 100 du gaz canadien est produit, 550 grandes installations récupèrent les liquides de

gaz naturel. Plus d'un tiers d'entre elles doivent procéder à un adoucissement pour retirer l'hydrogène sulfuré, et plus de 50 produisent des quantités commercialisables de soufre[53].

Résumé

L'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel produit du pétrole et du gaz et les distribue sur les marchés nationaux et internationaux à des prix qui font concurrence aux énergies de remplacement. Les industries canadiennes qui sont de grandes consommatrices d'énergie peuvent acheter du pétrole et du gaz sur le marché national à des prix qui leur permettent d'être concurrentielles. Certaines de ces industries sont également de gros exportateurs de marchandises qui consomment beaucoup d'énergie. D'après ces données, le secteur du pétrole et du gaz naturel est compétitif sur les marché mondiaux.

Les entreprises de pétrole et de gaz naturel peuvent généralement poursuivre l'exploration et l'exploitation des ressources en pétrole classique et en gaz avec autant d'efficacité que les concurrents internationaux. Bien que la plupart des industries canadiennes ne disposent pas des ressources financières, techniques ou humaines nécessaires pour entreprendre par elles-mêmes de grands travaux d'exploitation comme l'exploration et la production en mer ou dans l'Arctique et celles des sables bitumineux, certaines d'entre elles ont pris part à ces travaux. Plusieurs entreprises canadiennes ont participé à l'exploration et à la production internationales de pétrole et de gaz. Le secteur des services du pétrole et du gaz naturel semble être compétitif, et les possibilités d'exportation de la technologie, des services et du matériel s'améliorent.

La stratégie en matière de R-D et de technologie dans le secteur mondial du pétrole et du gaz naturel

«Adopter et adapter», telle est la stratégie technologique que préconisent la plupart des entreprises du secteur mondial du pétrole et du gaz naturel. L'industrie considère qu'aucune entreprise, même d'importance, n'est en mesure d'effectuer adéquatement des recherches dans toutes les bases de ressources différentes et dans les procédés chimiques et mécaniques qui s'appliquent à l'industrie. Le commun des mortels perçoit très peu de différences entre les produits finals (même si les initiés savent pertinemment qu'il existe des différences subtiles, mais importantes). Il est par conséquent logique que l'industrie autorise l'utilisation des nouvelles techniques mises au point ailleurs; cette technologie est pratiquement toujours axée sur les procédés. Chaque société se spécialise habituellement dans un domaine particulier de R-D dans l'espoir que sa réussite lui permette de tirer des revenus substantiels des redevances.

Le secteur du pétrole et du gaz naturel ainsi que les industries connexes effectuent de la R-D dans quatre vastes domaines : en amont, afin d'accroître les approvisionnements en pétrole et en gaz; du côté de la demande, afin d'améliorer le rendement énergétique ou de découvrir des sources d'énergie de substitution; en environnement, afin de réduire les effets secondaires nuisibles de la production et de l'utilisation de pétrole et de gaz; en aval, afin de mettre au point de nouveaux produits et services pour le développement industriel.

Augmenter les approvisionnements en pétrole et en gaz naturel

Le coût constitue le critère le plus important des décisions d'achat pour la plupart des produits du pétrole et du gaz naturel. Ainsi, les acheteurs d'essence ont tendance à être indifférents aux progrès technologiques réalisés dans la production de l'essence et ne tirent pas profit d'un produit dont les caractéristiques dépassent les exigences minimales. Il en est de même pour presque tous les produits énergétiques. Comme il est difficile de différencier les produits, les travaux de R-D sont largement orientés vers les approvisionnements et se concentrent dans trois domaines.

- La découverte et l'exploitation des ressources[54]. On consacre à ce secteur la plus grande part des dépenses en recherche, étant donné que la majeure partie de la valeur du produit final revient au producteur.

- La réduction des coûts. Toute réduction des coûts fait directement augmenter le revenu du producteur ou du transformateur, la valeur du produit étant établie sur les marchés internationaux. Raffineurs et transformateurs doivent survivre avec des marges de profits relativement faibles et instables.

- L'amélioration du rendement. La R-D effectuée dans ce domaine vise une meilleure récupération des réserves existantes ou encore l'amélioration ou l'accroissement du rendement des produits des raffineries ou des entreprises de transformation[55]. Ce facteur acquiert de plus en plus d'importance en raison des normes de rendement et d'environnement plus élevées.

Les futurs travaux de R-D en amont seront déterminés par deux principales tendances. Premièrement, les entreprises doivent tenter de remplacer la production qu'ils obtenaient sur les propriétés existantes. À mesure qu'on exploite plus profondément les anciennes régions productives,

les travaux d'exploration doivent se déplacer vers des régions plus éloignées, où les coûts de production sont plus élevés, et vers la recherche de sources d'énergie synthétique. Deuxièmement, les entreprises doivent trouver des moyens d'accroître la récupération dans les gisements connus. La quantité considérable de pétrole laissé sur place après les récupérations primaire et secondaire constitue un objectif particulièrement attrayant.

La récupération accrue des gisements connus peut être intéressante, bien que plutôt coûteuse, parce que l'infrastructure est déjà en place. L'amélioration des techniques de récupération et des méthodes d'exploitation des ressources, qui sont peu économiques pour le moment, continuera de recevoir l'attention de l'industrie. La prolifération rapide du forage horizontal, en grande partie possible grâce aux progrès réalisés dans les techniques de mesure de fond pendant le forage, a donné un nouvel essor à plusieurs régions productrices qui étaient sur leur déclin. Le progrès rapide de la technologie horizontale illustre l'accès relativement illimité de l'industrie aux derniers progrès, en grande partie grâce aux services des entrepreneurs[56].

Le territoire nord-américain a fait l'objet de plus de forages que toute autre région du globe. Par conséquent, les nouveaux gîtes sont de faible envergure et les coûts pour en faire la découverte, plus élevés qu'ailleurs. Pour remplacer la production obtenue auparavant, les entreprises doivent explorer les zones frontières de l'Amérique du Nord, notamment les régions arctiques et les eaux profondes au large des côtes, ou les régions internationales sous-exploitées. Il a fallu effectuer énormément de recherche et mettre au point de nouvelles techniques, comme la construction de plates-formes à câbles tendus destinées à la production en eau profonde, pour surmonter les défis technologiques que posaient l'exploration et la production de pétrole dans ces régions.

Le déplacement vers des régions plus éloignées a également nécessité des efforts accrus pour réduire les coûts d'exploration en faisant preuve d'une plus grande efficacité. Il fallait, entre autres, acquérir une meilleure connaissance des procédés géologiques de base et des techniques sismiques de raffinage afin de réduire la probabilité de forage improductif.

Les autres sources importantes de pétrole sont synthétiques : pétrole lourd, sables et schistes bitumineux. Il existe des gisements connus de sables bitumineux dans la région de l'Athabasca, en Alberta, et dans les champs de l'Orénoque, au Venezuela, et il existe peut-être même des gisements en Sibérie. On trouve des schistes bitumineux connus au Tennessee, en Utah et au Colorado, de même qu'en ex-Union soviétique. Comme ni les sables ni les schistes ne sont sous pression, il est impossible d'en extraire le pétrole par des procédés conventionnels. On consacre actuellement énormément d'efforts à la R-D afin de découvrir des procédés d'extraction économiques. Le Canada est un chef de file en matière de R-D sur les sables bitumineux; il extrait et transforme actuellement le pétrole d'au moins un gisement. L'extraction de pétrole des schistes bitumineux en est encore au stade expérimental.

Il existe des gisements de pétrole lourd en Saskatchewan et en Alberta, dans les pays de l'ex-Union soviétique, au Moyen-Orient et en Amérique du Sud. Ces pétroles ont une gravité particulièrement élevée et ils sont difficiles et coûteux à extraire et à raffiner. Certains gisements peuvent être exploités en modifiant les techniques d'extraction courantes.

Les prix du pétrole, s'ils étaient plus élevés, rendraient plus rentable l'exploitation du pétrole lourd et des ressources synthétiques. Il faut modifier les procédés de raffinage et en élaborer de nouveaux qui permettent d'utiliser la matière première de toutes les sources synthétiques du pétrole pour en faire un produit utilisable.

Les réserves de gaz sont devenues elles aussi plus coûteuses à exploiter, car les nouvelles réserves sont généralement de qualité inférieure et situées dans des régions plus éloignées. La difficulté d'accès à ces ressources a incité les transformateurs à accroître la mobilité des usines de transformation. Les actuelles usines montées sur patins peuvent être facilement transportées dans les lieux éloignés et déplacées afin de profiter des possibilités offertes aux alentours. D'autres ressources

industrielles ont été affectées à l'amélioration des gisements de gaz de qualité inférieure contenant des quantités élevées de dioxyde de carbone, de sulfure d'hydrogène ou autres impuretés. La recherche de meilleures techniques de récupération du soufre à des coûts d'exploitation et de capital moindres se poursuivra à la grandeur de l'industrie, alors que l'exploitation de champs comme le champ Caroline de Shell Canada, en Alberta, deviendra plus courante[57].

Améliorer le rendement énergétique

Le tableau 4 illustre la baisse d'intensité énergétique (définie ici comme la proportion de consommation énergétique par rapport au PNB) dans cinq pays de l'OCDE entre 1973 et 1985. La flambée des prix et les craintes de pénurie qui ont commencé à se manifester en 1973 ont suscité des efforts visant à réduire la consommation de pétrole par les moyens suivants : améliorer le rendement énergétique et utiliser des sources d'énergie de substitution. Ces initiatives ont contribué davantage à la surabondance du pétrole et à la chute des prix des années 1980 plutôt qu'à l'expansion de la production de pétrole dans les pays non membres de l'OPEP ou à la baisse de la demande découlant de la récession économique. Seul importait le rendement énergétique[58].

Tableau 4. Intensité énergétique de certaines économies nationales, 1973-1985 (en mégajoules par dollar de 1980 du PNB)

	1973	1985	Changement de pourcentage 1973-1985
Canada	38,3	36,0	-6
Allemagne de l'Ouest	17,1	14,0	-18
Royaume-Uni	19,8	15,8	-20
États-Unis	35,6	27,5	-23
Japon	18,9	13,1	-31

Source : Agence internationale de l'énergie, *Les Économies d'énergie dans les pays de l'AIE*, Paris, OCDE, 1987. Citation tirée de Christopher Flavin et Alan B. Durning, «Building on success : the age of energy efficiency», *Worldwatch Paper* 82, mars 1988, p. 8.

Depuis 1973, les approvisionnements en pétrole et en gaz naturel n'ont pratiquement pas connu d'augmentation nette. La plupart des économies industrielles axées sur la commercialisation ont amélioré leur rendement énergétique de 15 à 30 p. 100. L'énergie fait rouler annuellement 250 milliards de dollars de pétrole, de gaz naturel, de charbon et d'énergie nucléaire dans les pays industrialisés. Ces améliorations du rendement énergétique sont l'unique facteur d'importance dans la réduction de la dépendance mondiale vis-à-vis du pétrole[59].

Le rendement énergétique peut offrir énormément d'avantages concurrentiels à un pays. Ainsi, en 1986, la consommation énergétique représentait 10 p. 100 du PNB des États-Unis, mais seulement 4 p. 100 de celui du Japon. Si l'intensité énergétique était aussi faible aux États-Unis qu'au Japon, une somme de 200 milliards de dollars supplémentaires provenant du PNB pourrait être investie dans d'autres domaines et ferait baisser le coût des produits américains. L'écart dans le domaine de

l'énergie procure au produit japonais moyen un avantage automatique d'environ 5 p. 100 au chapitre des coûts sur le marché américain[60].

Le rendement énergétique a aussi d'importantes répercussions sur l'environnement. Un rendement amélioré va de pair avec une diminution de la pollution atmosphérique urbaine et des pluies acides. De nombreuses possibilités n'ont pas encore été exploitées, et il peut être possible de poursuivre le rythme des améliorations en matière de conservation de l'énergie.

Le secteur qui offre le plus de possibilités au chapitre du rendement énergétique et de la réduction des dommages écologiques est celui du transport, étant donné que les véhicules à moteur sont les plus grands consommateurs de pétrole. Près de la moitié du pétrole mondial est consommée par 500 millions de véhicules routiers. La croissance du nombre de véhicules a régulièrement surpassé celle de la population. On manifeste un intérêt croissant pour la mise au point de véhicules commercialement rentables et capables de faire 50 milles au gallon ou plus, et de véhicules qui fonctionnent au gaz naturel compressé, à l'hydrogène ou à l'électricité[61].

Plusieurs techniques pourraient permettre d'améliorer l'efficacité des véhicules, comme la transmission à changement de vitesses continu et les moteurs diesel à injection directe. Le moteur «adiabatique», par exemple, réduit ou élimine les pertes d'énergie dans le mécanisme de refroidissement du moteur. Les véhicules d'essai mis au point par les sociétés Volkswagen et Volvo, évalués en ville et sur autoroute, ont enregistré une économie de carburant de 60 milles au gallon ou plus. Si l'on parvenait à accroître l'efficacité du carburant des automobiles circulant aux États-Unis seulement pour parvenir à un taux de consommation de 50 milles au gallon, ce qui est techniquement réalisable, on pourrait réduire d'environ un quart la consommation mondiale d'essence (en supposant que le nombre total de véhicules n'augmente pas)[62].

Cependant, la baisse des prix du pétrole et l'abondance des approvisionnements ont considérablement réduit l'urgence de rendre les automobiles plus économiques en essence. Depuis 1982, les progrès réalisés sur le plan de l'économie d'essence aux États-Unis et dans la plupart des autres États membres de l'OCDE sont loin d'avoir été aussi impressionnants que ceux réalisés entre 1974 et 1981.

Bien que l'on puisse utiliser des combustibles de substitution pour le chauffage et la production d'électricité lorsque les prix du pétrole sont trop élevés, les camions et les automobiles du monde entier fonctionnent presque exclusivement avec des carburants à base de pétrole. La dépendance des véhicules à moteur vis-à-vis du pétrole a fait grimper les prix de l'essence au moment de la flambée des prix du pétrole au cours des années 1970. Comme le pétrole absorbait une part plus grande de la facture des importations, les ventes de voitures ont chuté. La production globale d'automobiles a baissé d'environ cinq millions, c'est-à-dire près d'un cinquième, après la première hausse des prix du pétrole en 1973 et d'un peu moins à la suite de la seconde crise en 1979. La consommation d'essence a toutefois recommencé à augmenter en 1986, atteignant cette année-là un sommet. La plupart des pays possèdent maintenant de grandes réserves d'essence. Plusieurs changements technologiques survenus dans le secteur des transports ainsi que des modifications dans les modes de consommation d'énergie ont contribué à ce renversement.

En raison des possibilités limitées de découvrir de nouveaux gisements pétroliers importants ou de mettre au point une quantité suffisante de carburants de substitution pour le transport, les pays industrialisés ont répondu aux sombres prédictions de pénuries continues de pétrole en adoptant plusieurs changements technologiques. Dans cet ordre d'idées, les véhicules motorisés ont fait l'objet de plusieurs innovations qui ont beaucoup amélioré le rendement énergétique, comme l'utilisation de matériaux plus légers, des pneus radiaux pour diminuer la résistance de roulement et des lignes extérieures qui réduisent la traînée aérodynamique. L'efficacité du carburant aux États-Unis est passée de 13 milles au gallon en 1973 à 18 milles au gallon en 1985, permettant ainsi de maintenir au même niveau la consommation de carburant au cours de cette période en dépit d'une augmentation de

33 p. 100 du nombre de véhicules. On a mis au point des méthodes de raffinage perfectionnées afin d'extraire plus d'essence de chaque baril de pétrole brut. L'essence représentait 33 p. 100 des produits pétroliers consommés dans les pays de l'OCDE en 1986, soit une hausse de 5 p. 100 par rapport à 1976.

Au cours de la même période, la demande énergétique en dehors du secteur du transport a visé de moins en moins le pétrole. L'énergie produite par les centrales nucléaires, les usines de charbon et les usines hydro-électriques construites depuis 1972 remplace à l'heure actuelle quelque 12 millions de barils par jour dans la demande mondiale potentielle en pétrole.

Les gains en rendement énergétique signifient des ventes réduites pour les entreprises pétrolières. Toutefois, le pétrole demeure compétitif par rapport à des sources de remplacement comme l'électricité. Le secteur de la R-D qui est sans équivoque positif pour les entreprises pétrolières privées à intégration verticale est celui qui cherche des moyens d'améliorer la production de supercarburant et d'autres produits à valeur ajoutée. Depuis le début des années 1970, les pertes des raffineries sont passées d'environ 20 p. 100 à 8 p. 100 de la capacité de production.

Mettre au point des sources d'énergie de substitution

Les carburants potentiels de substitution comprennent le méthanol, l'éthanol, le gaz naturel, l'hydrogène et les carburants synthétiques des gaz naturels, des liquides des gaz, du charbon et de la biomasse. L'efficacité en laboratoire des cellules solaires photovoltaïques a presque doublé depuis les années 1970, et on s'attend à ce qu'elle s'améliore encore plus[63].

Le méthanol et le gaz naturel comprimé offrent les perspectives de développement à court terme les plus prometteuses. Ils créent moins de pollution que les carburants classiques et possèdent les caractéristiques de rendement requises par les moteurs à haute performance. Le méthanol demeure l'une des options les plus prometteuses. Sa formule chimique est le CH_3OH, donc très proche de celle du méthane (gaz naturel), qui est le CH_4. Le gaz naturel est une charge d'alimentation idéale pour sa production; l'insertion d'un atome d'oxygène donne au méthanol certaines caractéristiques puissantes, notamment la possibilité de le stocker sous forme liquide.

Le méthanol possède une grande résistance à la détonation prématurée et un indice d'octane extraordinairement élevé, environ 108 comparativement à 91 et 92 pour le supercarburant sans plomb vendu actuellement. Un tel indice permet d'obtenir des taux de compression très élevés — jusqu'à 14:1 — dans les véhicules motorisés. Dans des tests réalisés par la société Ford, le méthanol a amélioré l'accélération de plusieurs autos différentes. Le méthanol procure habituellement un allumage plus avancé, ce qui améliore le rendement du moteur. De plus, les superbes caractéristiques antidétonantes du méthanol lui permettent de se mélanger avec le carburant diesel dans les moteurs à injection d'huile. De tous les produits pétroliers, le carburant diesel est vraisemblablement celui qui viendra à manquer en premier, car les bruts plus lourds et sulfureux donnent généralement des distillats plus pauvres.

Les désavantages habituellement associés au méthanol tiennent à sa teneur énergétique relativement faible, à sa corrosivité et à son hydrophilie. Le premier de ces désavantages suppose en théorie une consommation d'essence élevée pour tout genre de véhicule, mais ceci est loin d'avoir été autant observé en pratique que la théorie ne le suggère. Les véhicules qui fonctionnent au méthanol peuvent habituellement réaliser 90 p. 100 de l'économie d'essence des véhicules équivalents fonctionnant à l'essence, apparemment en raison du fait que l'atome d'oxygène supplémentaire favorise une combustion plus complète. La corrosivité, quant à elle, pose un problème plus difficile, qu'on peut toutefois probablement résoudre en remplaçant par des matériaux plus durables le caoutchouc, le néoprène ou l'acier doux dans les tuyauteries à carburant ou les réservoirs. Enfin, alors

que le méthanol peut être soumis à une présumée «séparation des phases» en présence de l'eau (c'est-à-dire qu'il ne reste pas mélangé à l'essence), encore une fois une telle séparation est moins problématique dans la pratique parce que le mouvement normal du véhicule suffit à maintenir le mélange. En outre, la société Ford a mis au point des détecteurs qui peuvent automatiquement ajuster le fonctionnement du moteur sans tenir compte des changements momentanés dans les mélanges de carburants.

D'un point de vue écologique, les émissions du méthanol sont différentes et, à une exception près, généralement moins dommageables. Il ne produit pas facilement du smog photochimique, ce qui explique pourquoi plus d'un projet important est en cours en Californie en vue de rendre obligatoire l'utilisation d'une grande proportion de méthanol et d'autres carburants de substitution au cours des dix prochaines années. L'inconvénient du méthanol en matière d'écologie tient à sa tendance à produire des émissions d'aldéhyde — qui sont vraisemblablement cancérigènes — bien qu'on puisse corriger ce problème en modifiant le moteur.

Une étude réalisée en 1984 et parrainée par l'ancien ministère d'État chargé des Sciences et de la Technologie indiquait que le méthanol était presque concurrentiel au chapitre des prix avec l'essence. Des normes d'émissions plus sévères serviraient la cause du méthanol, du moins dans les marchés régionaux. Les pays possédant d'importantes réserves de gaz naturel, comme le Canada et l'ex-Union soviétique, devraient s'intéresser de très près à ce carburant, qui offre de grandes possibilités.

Tôt en 1991, les sociétés General Motors, Ford et Chrysler ont annoncé la formation d'un consortium en vue de mettre au point une technologie touchant les batteries des autos électriques. L'objectif visé est la création de systèmes d'énergie électrique qui permettront dans les années à venir de produire des automobiles électriques offrant un rendement et des possibilités qui feront concurrence aux véhicules équipés d'un moteur à combustion interne fonctionnant à l'essence. Le financement initial sera d'environ 35 millions de dollars américains et devrait grimper à 100 millions par année à partir de 1993[64]. À l'heure actuelle, General Motors planifie activement la production de son automobile-navetteuse électrique «Impact».

Atténuer les dommages écologiques

Il est nécessaire de mettre au point des technologies pour atténuer deux perturbations écologiques à l'échelle régionale associées à la consommation de combustibles fossiles : les pluies acides et le smog. On doit également trouver des solutions à une troisième perturbation, potentiellement plus dévastatrice : le réchauffement de la planète attribuable aux niveaux croissants de dioxyde de carbone et autres gaz à effet de serre (c'est-à-dire des gaz qui captent la chaleur rayonnant de la Terre et la retiennent près de la surface). Il y a des émissions de dioxyde de carbone chaque fois que brûlent des combustibles fossiles, et bien que le charbon émette proportionnellement plus de dioxyde de carbone dans l'atmosphère que le pétrole et le gaz, les émissions produites par ces derniers causent plus de problèmes parce que leur emploi est beaucoup plus répandu.

Le problème du réchauffement de la planète est difficile à résoudre, en partie parce qu'il y a désaccord sur le sérieux et le danger de la menace et, par voie de conséquence, sur les efforts à consacrer pour contrer ce problème. On doit poursuivre les recherches en vue de trouver des technologies qui amélioreront les effets de la consommation des combustibles fossiles sur les pluies acides, sur la pollution atmosphérique urbaine et sur le réchauffement de la planète[65]. La priorité devrait être accordée à la réduction des émissions de dioxyde de soufre, d'oxydes d'azote et d'hydrocarbures par les combustibles fossiles.

Les questions reliées à l'environnement qui auront la plus grande incidence sur l'industrie énergétique sont les suivantes :

- l'élimination et la récupération des gaz à effet de serre;
- la gestion globale des eaux, notamment le recyclage de l'eau de production, et la gestion des bassins de résidus;
- l'abandon d'un bail ou d'un terrain;
- la réduction des émissions d'oxyde nitreux, de dioxyde de soufre, de dioxyde de carbone et de particules.

La gestion des déchets, particulièrement dans les Prairies, constitue une préoccupation constante. On s'achemine vers une norme qui exige une réutilisation à 100 p. 100 des eaux de production du pétrole lourd. La Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (ERCB) de l'Alberta exerce des pressions auprès des usines de sables pétroliers afin qu'elles réduisent les résidus. La contamination et la remise en état des terrains sont des questions importantes pour le secteur des ressources comme pour celui de la fabrication dans l'industrie énergétique. On continuera à améliorer les techniques de récupération du soufre dans les usines à gaz et dans les installations de traitement des sables bitumineux et de raffinage pendant que la Commission et d'autres groupes provinciaux et fédéraux aborderont la question des émissions de dioxyde de soufre et des pluies acides[66].

Les objectifs écologiques commencent à beaucoup influer sur l'industrie du raffinage. Le plus important de ces objectifs est la réduction de la pollution atmosphérique créée par la combustion des carburants de transport. L'essence sans plomb a réduit les émissions si l'on compare les niveaux actuels à ceux observés au milieu des années 1960, mais il faudrait les réduire davantage.

L'an dernier, l'essence reformulée est passée au premier plan des efforts visant à réduire les émissions de polluants des automobiles[67]. Elle offre aux sociétés pétrolières un moyen de conserver le commerce du carburant automobile plutôt que de le perdre au profit des carburants de substitution comme le méthanol. Des carburants «plus propres» réduisent également la pression exercée sur les constructeurs d'automobiles afin qu'ils trouvent des moyens de réduire les émissions de polluants de leurs véhicules[68].

Aux États-Unis, les récentes modifications apportées à la *Clean Air Act* ont encouragé l'utilisation de l'essence reformulée. Ces modifications ont également attiré l'attention sur les carburants de substitution comme le méthanol — la recherche effectuée au début des années 1980 indiquait que les carburants oxygénés pourraient considérablement réduire les émissions de dioxyde de carbone dans les véhicules non pourvus d'un dispositif antipollution perfectionné parce que l'oxygène contenu dans le carburant semble promouvoir une combustion plus complète.

L'éther méthylique du tert-butanol est un mélange d'essences de base produit par la réaction de l'isobutylène et du méthanol. Cet éther est actuellement la substance d'oxygénation la plus communément acceptée pour le mélange des essences, mais ce n'est peut-être pas la réponse finale aux problèmes écologiques. On a annoncé l'ouverture de nombreuses usines partout dans le monde qui produiraient de l'éther méthylique du tert-butanol, notamment une usine d'envergure mondiale en construction à Edmonton. D'autres usines en sont encore au stade de l'étude technique. Le Canada possède les ressources nécessaires pour soutenir plus d'une installation d'éther méthylique d'envergure mondiale. L'isobutylène serait produit à partir de procédés d'isomérisation et de déshydrogénation des butanes contenus dans les champs pétrolifères, et le méthanol, lui, serait produit à partir du gaz naturel. On prévoit disposer de bonnes provisions de butane et de gaz naturel à long terme[69].

Si la reformulation de l'essence se révèle une réussite en Amérique du Nord, il est probable que l'ensemble des pays industrialisés s'intéresseront à leur tour à ce procédé. Dans ce cas, de nouvelles capacités de raffinage et de nouveaux investissements seront nécessaires. Les investissements serviront à chercher des façons d'améliorer l'octane sans accroître la proportion de composés

aromatiques. Par ailleurs, on adoptera vraisemblablement des spécifications de produit plus exigeantes afin de réduire les composés aromatiques et la teneur en benzène. Les restrictions s'appliqueront sans doute en premier lieu à la teneur en benzène, en raison des dangers que comporte cette substance pour la santé; les autres modifications dans les spécifications de produit seront introduites graduellement[70]. Les raffineries non intégrées verticalement qui n'ont pas l'envergure appropriée éprouveront de la difficulté à apporter ces changements de façon rentable.

Mettre au point de nouveaux produits et services

Les deux crises pétrolières ont accéléré l'exploration du pétrole et du gaz et ravivé toute la question entourant la gestion de la chaîne d'approvisionnements énergétiques. Les pays qui possèdent des connaissances spécialisées en une telle gestion, notamment le Canada, ont tiré profit de la nouvelle demande.

Ce genre de compétences en gestion constitue un atout toujours appréciable, qui devrait le devenir encore plus en dépit des prix stables du pétrole. Un grand nombre de régions pourraient trouver avantage dans l'exploration de combustibles fossiles, notamment l'Australie et la Nouvelle-Zélande, l'Amérique du Sud (Argentine, îles Malouines), la mer de Chine méridionale et la Chine continentale. L'exploration géophysique et la gestion de l'énergie dans son ensemble constituent des industries en croissance.

Les sociétés de service énergétique (incluant les entrepreneurs en génie civil) jouent un rôle clé en mettant la technologie à la portée de toute l'industrie. Il arrive souvent que ces sociétés mettent au point des procédés technologiques et les rendent accessibles sur une large base grâce à une licence. Puisque qu'il est dans le plus grand intérêt de la société de service de multiplier le nombre de détenteurs de licence, un individu pourvu d'une licence est généralement incapable d'obtenir un avantage concurrentiel durable. La technologie doit plutôt être partagée entre tous les concurrents. À titre d'exemple, le tricône Hughes n'a pas fait de son inventeur un riche producteur pétrolier; ce sont plutôt les ventes de cet instrument aux sociétés pétrolières qui l'ont rendu riche. Les sociétés les plus prospères sont celles qui ont su le plus vite reconnaître dans le tricône un développement clé et l'ont adopté sur la plus grande échelle possible[71].

La stratégie en matière de R-D et de technologie dans le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel

La stratégie en matière de R-D et de technologie utilisée dans le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel doit être compatible avec les approvisionnements en charges d'alimentation en évolution au Canada et dans le monde. Elle doit également être appropriée aux spécifications de produit élaborées partout dans le monde et être compatible avec les conditions à court et à long terme tout en répondant aux préoccupations écologiques.

Malheureusement, ces exigences comportent de sérieuses contradictions. La détermination d'un programme pour le Canada soulève la difficulté suivante : il faut réussir à trouver le bon compromis entre l'exploitation à long terme du pétrole et du gaz comme ressources stratégiques d'une part, et la nécessité d'assurer aux actionnaires une rentabilisation commerciale, d'autre part.

La stratégie en matière de R-D et de technologie au pays doit aborder certaines contradictions particulières :

- La capacité canadienne de production de pétrole brut classique est à la baisse, tandis que les capacités de production au Moyen-Orient, particulièrement en Arabie saoudite, sont à la hausse.

- On pourrait dire que le Canada possède les meilleures ressources non conventionnelles du monde (sables bitumineux) sur le plan des coûts et de l'accessibilité technologique, mais l'exploitation de ces sources ne serait pas rentable au cours actuel du pétrole.

- Le Canada pourrait satisfaire la majorité des besoins de l'Amérique du Nord à partir de ses sources non conventionnelles, mais il manque de moyens financiers pour exploiter ces sources à lui seul.

- Les raffineries au Canada subissent des pressions à la fois technologiques et économiques, et cependant, il faudra améliorer les activités de traitement si les ressources non conventionnelles canadiennes doivent être exploitées.

- Le Canada est capable de produire suffisamment de gaz naturel pour approvisionner à la fois le marché intérieur et en exporter de grandes quantités. Toutefois, le gaz naturel, dans sa forme brute, n'est pas facilement transportable, et il faudra des produits à valeur ajoutée pour ne pas que cette ressource reste «emprisonnée» dans le sol.

- La stratégie technologique utilisée dans le secteur mondial du pétrole et du gaz naturel consiste à adopter et adapter. Cependant, les ressources canadiennes, particulièrement les ressources non conventionnelles, présentent des problèmes techniques uniques. Par conséquent, le Canada ne peut compter sur un chef de file étranger en R-D pour mettre au point et breveter la technologie nécessaire pour pouvoir utiliser ces ressources.

Les efforts du Canada en matière de R-D sont-ils d'une aide quelconque pour résoudre ces contradictions? Et comment peut-on déterminer le niveau de R-D suffisant au pays?

Le tableau 5 présente les dépenses canadiennes et américaines en matière de R-D dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, en pourcentage des recettes d'exploitation. Il faut également tenir compte des différences existant entre ce que l'on entend par R-D dans les deux pays. Les données

Tableau 5. Dépenses canadiennes et américaines en R-D exprimées en pourcentage des recettes d'exploitation, 1982-1989

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
États-Unis	0,70	0,75	0,79	0,83	0,95	0,84	0,88	—
Canada	—	—	0,44	0,51	0,51	0,47	0,61	0,59
Dépenses canadiennes en R-D (en % des dépenses américaines)				56	61	54	54	69

Source : Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *Sectoral innovation strategy for the oil and gas industry*, rapport préparé à contrat pour le Conseil des sciences du Canada, décembre 1990, p. X-1.

révèlent que les dépenses en R-D au Canada varient entre 54 et 69 p. 100 de celles qui sont engagées aux États-Unis. Toutefois, les statistiques américaines ne s'appliquent qu'aux 23 plus grandes entreprises, tandis que les statistiques canadiennes sont fondées sur toutes les entreprises faisant rapport à l'Agence de surveillance du secteur pétrolier. Si l'on recueillait les données de toute l'industrie américaine du pétrole et du gaz naturel, le rendement de la R-D effectuée aux États-Unis, exprimé en pourcentage des recettes d'exploitation, serait probablement plus bas. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering estiment que les différences quantitatives entre les efforts de R-D canadiens et américains sont moins importantes que ce que laisse supposer le tableau[72].

Cette comparaison avec les États-Unis est valable parce que l'usage global du pétrole par les Américains et leur dépendance vis-à-vis du pétrole et du gaz ressemblent beaucoup à la situation observée au Canada. En outre, comme notre pays voisin est un gros importateur net, il est probablement plus vulnérable que le Canada aux pénuries, bien que les dispositions de l'*Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis* laissent entendre que le Canada pourrait avoir à partager en quantité égale avec les États-Unis les ressources qui font l'objet d'une pénurie à l'échelle du continent.

Le tableau 6 indique que les dépenses de cinq grandes entreprises américaines de pétrole et de gaz naturel, exprimées en pourcentage des recettes d'exploitation, présentent des taux qui varient entre 0,4 et 1,4 p. 100. Les deux entreprises canadiennes pour lesquelles des données étaient disponibles, soit la Compagnie pétrolière impériale Limitée et Shell Canada, avaient des dépenses en R-D comparables à celles des cinq sociétés américaines.

Le tableau 7 illustre les dépenses de l'industrie consacrées à la R-D effectuée à l'interne et à contrat de 1985 à 1989. Les sociétés pétrolières canadiennes ont investi 294 millions de dollars dans la R-D en 1988, soit environ 0,59 p. 100 des recettes de l'industrie, évaluées à 50,2 milliards de dollars[73]. Les dépenses en R-D de l'industrie du pétrole ont généralement diminué au cours de la deuxième moitié des années 1980. La seule catégorie qui a enregistré une hausse de 1985 à 1989 fut la recherche à contrat effectuée à l'étranger, c'est-à-dire que des fonds sont transférés des entreprises canadiennes aux sociétés mères étrangères ou aux sociétés apparentées afin de financer la recherche effectuée par ces dernières.

Parmi les centaines de sociétés d'énergie en activité au Canada, seulement 17 ont fait état de dépenses en R-D en 1989; il s'agit d'une baisse constante par rapport au nombre de 40 relevé en 1981.

Les facteurs qui ont contribué à ce déclin sont, entre autres, l'introduction du Programme énergétique national, la chute mondiale des prix en 1986 et une érosion importante des prix en 1988[74].

Tableau 6. Dépenses en R-D engagées par des entreprises canadiennes et américaines de pétrole et de gaz naturel, 1981-1989 (en pourcentage des recettes d'exploitation)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
États-Unis									
Shell Oil				1,2	1,4	1,1	1,1	1,1	
Amoco			0,7	1,2	1,2	0,7	1,2		
Chevron				0,7	0,9	0,7	0,7	0,7	
Exxon			0,7	0,8	0,6	0,6	0,6		
Mobil			0,4	0,5	0,4	0,4	0,4		
Canada									
Impériale	0,8	0,8	0,7	0,7	0,9	1,1	0,9	0,9	0,7
Shell Canada	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,9	1,1	1,2	1,0

Source : Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *Sectoral innovation strategy for the oil and gas industry*, rapport préparé à contrat pour le Conseil des sciences du Canada, décembre 1990, p. X-1. Purvin et Gertz appuient leurs comparaisons sur des rapports annuels, des états de l'impôt payé par des sociétés américaines ouvertes et des prospectus d'émissions d'actions.

Tableau 7. Dépenses de l'industrie pétrolière canadienne en R-D, 1985-1989 (en millions de dollars)

	1985	1986	1987	1988	1989
À l'interne	256	167	143	189	187
À contrat					
Au Canada	39	20	15	20	29
À l'étranger	41	58	73	77	78
Total	336	245	231	286	294

Source : Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *Sectoral innovation strategy for the oil and gas industry*, rapport préparé à contrat pour le Conseil des sciences du Canada, décembre 1990, pp. VI-7 à VI-9.

Une proportion croissante des travaux de R-D effectués à l'interne est concentrée sur des activités capables d'apporter des avantages commerciaux dans un court délai. La recherche précompétitive à plus long terme est essentiellement réalisée par le biais de coentreprises ou d'organismes de recherche gouvernementaux[75].

La plupart des entreprises de pétrole et de gaz naturel classiques qui sont de taille moyenne effectuent peu de R-D. Les personnes clés des groupes d'exploration et de production surveillent les développements dans l'industrie par l'entremise de moyens tels que les associations professionnelles,

les services de surveillance professionnelle, les contrats avec les organisations de services ou les fournisseurs, les foires commerciales et les revues techniques. Les grandes entreprises commencent habituellement par utiliser la nouvelle technologie, qui devient ensuite accessible de façon directe ou indirecte aux petites entreprises de pétrole et de gaz à mesure qu'elle est mieux connue.

Le tableau 8 indique ceux qui possèdent et contrôlent l'industrie canadienne du pétrole. Seulement 36,1 p. 100 de l'industrie relève de propriétaires canadiens privés ou publics. C'est pourquoi les Canadiens ne sont pas tellement en mesure d'influencer les décisions en matière de R-D. Le contrôle exercé par le secteur privé canadien est particulièrement faible. On comprendra alors que le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel n'est peut-être pas en mesure d'accroître de façon considérable les investissements en R-D. Dans un contexte où 63,9 p. 100 de l'industrie est entre les mains d'étrangers, il faut nécessairement tenir compte des décideurs étrangers si l'on veut accroître les investissements dans la R-D reliée au secteur pétrolier du pays.

Tableau 8. Participation et contrôle de l'industrie pétrolière canadienne, 1989

	Pourcentage de participation	Pourcentage de contrôle
États-Unis	39,2	44,2
Autres pays	15,9	19,7
Total — pays étrangers	55,1	63,9
Secteur public canadien	16,1	16,3
Secteur privé canadien	28,8	19,8
Total — Canada	44,9	36,1

Source : Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada, *Industrie canadienne du pétrole — Examen de l'activité, 1989*, Approvisionnements et Services Canada, 1989, p. 36.

De nombreuses sociétés pétrolières au Canada sont des filiales d'entreprises internationales ou sont apparentées à ces entreprises. La société mère entreprend souvent la plus grande partie de la R-D, bien que des ententes de partage technologique soient habituellement conclues avec ses sociétés apparentées, qui jouissent ainsi d'un accès direct aux résultats des travaux de R-D réalisés partout dans le monde. Les sociétés de cet ordre comprennent Shell, Esso/Exxon, British Petroleum, Amoco et Mobil Oil. Il est intéressant de noter que les activités canadiennes d'Esso/Exxon ont un rapport R-D/ventes plus élevé que la société mère.

Les principales entreprises canadiennes de raffinage possèdent une capacité technique énorme, en partie grâce à leur affiliation à des entreprises multinationales intégrées. Au cours des années 1990, l'industrie canadienne du raffinage devra procéder à des investissements additionnels pour respecter les règlements en matière d'environnement et les spécifications de produit plus sévères. Puisque des pressions semblables s'exercent aux États-Unis, les sociétés mères américaines des grandes sociétés intégrées de pétrole au Canada prendront probablement l'initiative concernant un grand nombre de ces développements. La plupart des entreprises canadiennes emboîteront le pas en adaptant la technologie afin qu'elle réponde aux besoins précis des Canadiens[76]. Une exception : Esso/Exxon, qui effectue au Canada la majeure partie de sa recherche sur l'environnement.

Les sociétés Esso, Shell et Petro-Canada possèdent des laboratoires de recherche au pays. Shell et Esso ont des laboratoires de recherche en amont à Calgary. Shell Canada est réputée parmi le

groupe d'entreprises Shell pour ses compétences spécialisées dans les domaines du pétrole lourd, de la récupération *in situ* ainsi que de l'acheminement et du traitement du gaz sulfureux. La Compagnie pétrolière impériale est renommée dans toute la chaîne Exxon pour ses compétences spécialisées dans l'amélioration des sables bitumineux de même que pour ses capacités de repérage et de nettoyage des déversements de pétrole brut. De plus, l'important laboratoire de R-D de Syncrude, situé à Edmonton, est consacré à la recherche appliquée dans les activités relatives aux sables bitumineux.

Les sociétés Esso, Shell et Petro-Canada possèdent également des laboratoires de R-D en aval. La plus grande partie de leur travail est autofinancée et exclusive. Les travaux typiques comprennent des tests effectués sur des produits, l'élaboration d'une nouvelle graisse pour les climats froids, la mise au point de lubrifiants et l'amélioration de la qualité de l'essence pour les climats du Nord[77].

Les grandes sociétés non intégrées de pétrole et de gaz classiques associées à des sociétés américaines font habituellement peu de R-D au Canada. Amoco, par exemple, concentre tous ses travaux de R-D dans ses installations de recherche à Tulsa, dans l'Oklahoma et à Naperville, dans l'Illinois. Toutefois, avec l'acquisition de Dome, la société Amoco s'est engagée envers le gouvernement canadien à dépenser 100 millions de dollars en R-D au pays pendant une période de cinq ans. La recherche devrait surtout porter sur le pétrole lourd et les technologies du Nord[78].

On se rend compte de la grandeur relative de l'industrie du pétrole et du gaz naturel au pays lorsqu'on compare l'ensemble de l'industrie canadienne à Amoco, multinationale américaine qui est la quatrième plus grande société pétrolière aux États-Unis en terme de valeurs actives, et qui se classe au quinzième rang parmi les sociétés pétrolières mondiales sur le plan de la production de liquides. Amoco est presque aussi grande que toute l'industrie canadienne de pétrole et de gaz naturel. Son succès est en grande partie attribuable à une politique de concentration régionale (dans le Midwest). Cette multinationale, qui a toujours fait figure d'ardente innovatrice, a été la première société pétrolière américaine à offrir du supercarburant sans plomb, un produit qu'elle a introduit sur le marché à la fin des années 1950.

Le tableau 9 énumère les activités en amont de la société Amoco. Elle possède les plus grandes réserves de gaz en Amérique du Nord et se classe au troisième rang mondial dans la production de gaz. Elle est entièrement intégrée aux États-Unis et occupe la quatrième place concernant le nombre total de raffineries de pétrole. Ses avoirs en raffinage hors des États-Unis se limitent à de faibles intérêts dans la Singapore Refining Company. Amoco possède également une importante entreprise chimique et plusieurs petites entreprises axées sur la technologie. En 1988, la société a fait l'acquisition de Dome Petroleum, alors le plus grand producteur canadien indépendant, pour la somme de 4,2 milliards de dollars américains. Cette acquisition a accentué la prépondérance nord-américaine d'Amoco et son orientation vers le gaz naturel, puisque Dome occupe une place importante dans l'industrie canadienne de gaz et des liquides de gaz naturel[79].

Les réserves d'Amoco se sont accrues considérablement en 1988 avec l'achat de Dome, dont les réserves de gaz représentaient environ 20 p. 100 de celles d'Amoco avant la transaction. La société américaine a également fait l'acquisition, en 1988, des avoirs de Tenneco dans les Rocheuses pour la somme de 900 millions de dollars américains. La valeur de l'acquisition reposait surtout sur les biens de la société Tenneco dans le bassin de San Juan au Nouveau-Mexique, l'un des bassins de gaz les plus prolifiques au monde. Outre les réserves classiques, ces biens ont considérablement accru les avoirs d'Amoco en gaz de houille. De meilleures techniques de production et la possibilité de se prévaloir d'un impôt sur le revenu crédité aux États-Unis ont favorisé l'exploitation de ces réserves. Les principaux avoirs d'Amoco à l'étranger se trouvent dans la mer du Nord, en Égypte et à Trinité. Les activités d'Amoco dans la mer du Nord sont surtout centrées sur le gaz naturel, alors que sa production nette de liquides en Égypte dépasse les volumes qu'elle détient au Canada.

La production totale de liquides de la société Amoco, qui s'élève à 847 000 bj, représente environ la moitié de la production canadienne totale, et sa production de gaz est à peu près l'équivalent de celle du Canada.

Tableau 9. Production et réserves de pétrole et de gaz naturel d'Amoco, 1985-1989

	1985	1986	1987	1988	1989
Production de liquides (en milliers de bj)					
États-Unis	401	394	394	409	390
Canada	52	53	58	80	112
Autres pays	362	362	350	321	345
Total	815	809	802	810	847
Réserves liquides (en millions de barils)					
États-Unis	1 782	1 560	1 670	1 736	1 686
Canada	22	198	205	399	369
Autres pays	764	666	705	663	691
Total	2 769	2 424	2 580	1 798	2 746
Production de gaz (en millions de pi^3j)					
États-Unis	1 869	1 731	1 891	1 905	2 072
Canada	279	257	313	547	829
Autres pays	710	831	797	703	735
Total	2 858	2 819	3 001	3 155	3 636
Réserves de gaz (en milliards de pi^3)					
États-Unis	9 902	10 270	10 690	12 371	12 254
Canada	2 185	2 211	2 135	4 901	4 566
Autres pays	3 050	2 894	2 575	2 215	2 040
Total	15 317	15 375	15 400	19 487	18 860

Source : Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *Sectoral innovation strategy for the oil and gas industry*, rapport préparé à contrat pour le Conseil des sciences du Canada, décembre 1990, p. IX-2.

Le tableau 10 résume les activités de recherche d'Amoco, qui ont toutes été réalisées dans les principaux centres de recherche de la société à Tulsa, en Oklahoma et à Naperville, dans l'Illinois.

Les dépenses de la société Amoco en R-D ont augmenté de façon constante au cours des cinq dernières années en dépit d'importantes fluctuations de ses revenus. Les travaux de recherche en amont au laboratoire de Tulsa visent à accroître l'efficacité de l'exploration et de la production, de même que la productivité. À Naperville, la R-D vise le secteur en aval et l'amélioration des produits servant aux activités de raffinage et aux activités chimiques, et des travaux sur la production et l'utilisation de carburants synthétiques dérivés du charbon, des sables bitumineux et de l'huile de schiste sont également menés à bien.

Tableau 10. Activités de recherche d'Amoco, 1985-1989

	1985	1986	1987	1988	1989
Dépenses (en millions de dollars)	196,0	217,0	251,0	272,0	278,0
Employés	1 035,0	1 128,0	1 379,0	1 504,0	1 538,0
Dépenses/recettes (en %)	0,7	1,2	1,2	0,7	1,2
Dépenses/revenu net (en %)	10,0	29,0	18,5	13,2	17,3
Dépenses/investissement (en %)	3,7	6,8	8,4	6,1	8,3
Dépenses/encaisse (en %)	4,1	7,8	6,0	6,3	6,9

Source : Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *Sectoral innovation strategy for the oil and gas industry*, rapport préparé à contrat pour le Conseil des sciences du Canada, décembre 1990, p. IX-4.

Les dépenses totales d'Amoco en R-D s'élèvent à 278 millions de dollars américains annuellement, somme proche du montant total de 294 millions de dollars canadiens investis en 1989 par l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel dans la R-D. La R-D d'Amoco représente environ 1 p. 100 de ses recettes, comparativement à 0,6 p. 100 pour toute l'industrie canadienne.

Les travaux de recherche de la société Amoco portent sur des secteurs appliqués ayant des liens relativement directs avec les activités. Une technique améliorée de fracturation des filons houillers fut mise au point à Tulsa et utilisée dans le bassin de San Juan. Comme la société éliminait graduellement son essence avec plomb, de nouvelles formulations détergentes pour l'essence furent mises au point à Naperville. Amoco s'est appuyée sur sa recherche dans les catalyseurs pour obtenir des brevets et ainsi engendrer des revenus qui se seraient élevés à plus de 20 millions de dollars par année. Cette donnée illustre la diffusion de la technologie dans l'industrie du raffinage : des revenus sont créés par des produits maison brevetés tôt après leur création. Les projets d'ordre écologique incluent l'amélioration des tuyaux d'échappement, ainsi que la réduction et le traitement des déchets.

L'ampleur de la recherche d'Amoco est semblable à celle de l'industrie canadienne, sauf qu'elle est davantage orientée vers les applications et les besoins en aval. Elle est également plus centralisée, ce qui n'en fait peut-être pas un modèle approprié pour l'industrie canadienne. Il convient toutefois de noter que cette multinationale trouve possible de centraliser son important et fructueux programme de recherche en R-D.

Amoco a adopté une stratégie commerciale qui met l'accent sur la réduction des coûts en amont et sur les investissements sélectifs dans des secteurs développés (terrains aux États-Unis), sur de nouveaux engagements dans des régions éloignées offrant beaucoup de possibilités (essentiellement des activités en mer et à l'étranger) et sur une meilleure exploitation des réserves de gaz. Parmi les travaux d'exploration menés en 1989, citons les puits dans la mer des Tchouktches et la mer de Beaufort et de nouvelles concessions au Myanmar et au Pakistan. L'exploitation intensive de filons houillers et les efforts ciblés de commercialisation du gaz illustrent l'engagement de la société Amoco à tirer pleine valeur de ses réserves de gaz.

Les raffineries d'Amoco sont concurrentielles sur les marchés qu'elles desservent, mais ne constituent généralement pas les usines de conversion les plus efficaces ou productives qui soient. Amoco poursuit plutôt une stratégie en aval axée sur les valeurs de l'intégration et sur le marché. Elle exploite principalement les Rocheuses et le Midwest, des zones auxquelles elle a accès grâce aux réseaux de canalisation qu'elle possède. La plus grande partie de sa production de brut se trouve dans des zones d'où elle peut l'acheminer par ses propres pipelines jusqu'à ses raffineries. Amoco, qui possède ses propres pipelines, est bien placée pour contrôler la façon dont les tiers disposent du brut.

Cette stratégie d'intégration a fait d'Amoco la concurrente dominante dans les Rocheuses et l'une des trois ou quatre plus importantes dans tout le Midwest.

Il faut noter certains points en comparant la stratégie d'Amoco avec celle des entreprises canadiennes. Premièrement, ses niveaux de R-D sont quelque peu plus élevés par rapport aux ventes. Deuxièmement, presque deux tiers de la R-D d'Amoco portent sur des nouveaux produits et des utilisations en aval. Troisièmement, sa R-D est concentrée sur des objectifs et des endroits sélectionnés. Quatrièmement, ses dépenses en R-D ont augmenté de façon constante au cours des cinq dernières années en dépit des importantes fluctuations des revenus, ce qui illustre un engagement continu à l'égard de la R-D. Cinquièmement, le niveau absolu de ses dépenses en R-D est semblable à celui du Canada. D'après les quatre premiers points mentionnés, les niveaux de R-D dans le secteur canadien sont plutôt faibles, particulièrement en regard des possibilités uniques qu'offrent les ressources en amont du Canada. Le dernier point laisse entendre que les niveaux actuels de R-D au pays sont au moins justifiés et non déraisonnables lorsqu'ils visent une rentabilisation commerciale. La principale question qui reste à poser est la suivante : quel niveau d'efforts le pays devrait-il fournir en ce qui concerne la recherche en amont à long terme?

La R-D dans le secteur privé : études de cas

La Compagnie pétrolière impériale Ltée

La Compagnie pétrolière impériale Ltée (Impériale) est la plus grande entreprise intégrée de pétrole au Canada; elle participe à toutes les activités de l'industrie pétrolière. En 1989, Impériale était le plus important producteur de pétrole brut, le cinquième producteur de gaz naturel en importance et le principal raffineur et distributeur de produits pétroliers. Elle fabrique et vend également des produits chimiques et des engrais et participe à la production de charbon. La société Exxon, située aux États-Unis, possède environ 70 p. 100 des parts d'Impériale, et le reste des actions est émis dans le public[80].

Le centre de recherche d'Impériale emploie entre 600 et 700 personnes. Ses dépenses en R-D ont en général baissé au cours des cinq dernières années et sont passées de 79 millions de dollars en 1985 à 71 millions en 1989[81]. En excluant les crédits d'impôt à l'investissement, la baisse a été de 16 millions de dollars, soit 69 millions en 1985 et 58 millions en 1989[82]. Cependant, en 1990, les dépenses totales en R-D se sont élevées en fait à 91 millions de dollars. Ces données laissent entendre que la filiale canadienne a effectué plus de R-D que la société mère, chose inhabituelle pour les multinationales au Canada.

Esso Ressources Canada Ltée (ERC), le service des recherches en amont d'Impériale, a dépensé 47 millions de dollars pour remplacer son installation de recherche obsolète située à Calgary par une nouvelle installation d'importance qui a ouvert ses portes en 1989. La recherche effectuée chez Esso vise à élaborer de nouvelles techniques d'exploration et de production pour le pétrole brut classique, le gaz naturel, l'asphalte synthétique et le charbon. L'autre installation de recherche d'Impériale, située à Sarnia, finance les activités en aval de Pétroles Esso Canada (PEC) et d'Esso Chimie Canada (ECC).

ERC participe également à la recherche sur la récupération des gîtes bitumineux en Alberta grâce à ses intérêts dans Syncrude, qui possède des installations de recherche à Edmonton. Par l'entremise du projet OSLO, ERC s'efforce de déterminer la méthode de production la plus efficace et la plus rentable des sables bitumineux exploitables à ciel ouvert en utilisant principalement la technologie existante.

Impériale semble canaliser de plus en plus ses efforts de R-D dans des projets présentant des chances de succès raisonnables dans un avenir prévisible. Les fonds d'Impériale permettent également

à certaines universités et à d'autres organismes d'effectuer des recherches plus théoriques qui n'ont pas d'application commerciale précise. Ces projets représentent moins de 5 p. 100 des dépenses nettes en recherche de l'entreprise. Il semble que le secteur en aval entreprenne actuellement de nombreux projets au niveau universitaire.

Les installations de recherche de PEC et d'ERC effectuent le gros de la recherche d'Exxon sur les lubrifiants, ainsi que sur le repérage et le nettoyage des déversements d'hydrocarbures; elles effectuent également une bonne partie de la recherche d'Exxon sur l'environnement. En raison de la baisse des prix du pétrole, on accorde moins d'importance aux projets visant la production provenant des sources frontières.

Impériale coordonne ses travaux de R-D avec ceux d'Exxon. Des ententes de recherche conclues avec Exxon assure le rendement du travail technique et d'ingénierie, l'échange d'information technique, ainsi que l'attribution et la concession de licences de brevets.

Shell Canada Limitée

Shell Canada est l'une des plus grandes entreprises intégrées de pétrole au Canada. En 1989, elle se classait au deuxième rang des producteurs de gaz naturel et au dixième rang des producteurs de pétrole brut; elle jouait également un rôle important dans la fabrication, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers raffinés et pétrochimiques. Shell est également l'un des principaux producteurs de soufre au Canada et était le plus important producteur de gaz naturel jusqu'à ce qu'Amoco Canada achète Dome Petroleum[83].

Shell Canada fait partie du groupe d'entreprises de Royal Dutch Petroleum. Le principal actionnaire est Shell Investment Ltd. (qui appartient entièrement à Shell Petroleum N.V.); les autres actions sont émises dans le public. Contrairement aux principales sociétés pétrolières canadiennes, Shell Canada ne travaille pas en étroite collaboration avec Shell Oil, l'entreprise américaine à laquelle elle est affiliée. Shell Canada exploite deux centres de recherche : un à Oakville, en Ontario, et un autre à Calgary, en Alberta. En 1987, Shell Canada a consacré 48 millions de dollars à la R-D.

Shell Canada se consacre principalement à la recherche sur le traitement du gaz sulfureux afin d'atteindre l'objectif qu'elle s'est fixée : parvenir à réduire à zéro les émissions d'anhydride sulfureux ou convertir à 100 p. 100 l'hydrogène sulfuré. Shell Canada est le chef de file du groupe d'entreprises de Shell au chapitre des connaissances spécialisées sur le gaz sulfureux. À l'instar d'autres importantes sociétés pétrolières, Shell Canada s'efforce souvent d'adapter la technologie mise au point à l'échelle internationale aux exigences canadiennes.

Tous les secteurs de recherche au sein du groupe d'entreprises de la société Shell doivent compter sur un commanditaire d'unité commercial. La recherche précompétitive dans des domaines comme la biotechnologie et l'intelligence artificielle est subventionnée et confiée aux universités. Ainsi, Shell Canada subventionne les recherches sur l'hydrogène effectuées à l'Université de Calgary[84].

Shell Canada a conclu une entente de partage des coûts avec Shell Internationale Research Maatschappij B.V., entreprise néerlandaise qui est une filiale appartenant entièrement à la Shell Petroleum N.V. En vertu de cette entente, Shell Canada partage les frais de recherche et est autorisée à utiliser la technologie mise au point dans les laboratoires de la Royal Dutch/Shell partout dans le monde.

Husky Oil Ltd.

Husky Oil Ltd. est une société privée qui appartient effectivement à deux principaux actionnaires, la NOVA Corporation de l'Alberta (43 p. 100) et Union Faith Canada Holdings Limited (43 p. 100), société sous l'égide de Hutchison Whampoa Limited. Neuf pour cent appartiennent à VHHC Holdings

Inc., et les 5 p. 100 restants sont la propriété d'une institution financière canadienne. NOVA et Hutchison Whampoa sont des sociétés avec actions inscrites à la cote.

Husky est une société intégrée de pétrole et de gaz naturel dont les biens et les activités en Amérique du Nord sont concentrés dans l'ouest du Canada. Elle possède également des intérêts dans les champs pétrolifères de Whiterose et de Terra Nova, au large de la côte est du Canada. Sur le plan international, Husky détient des intérêts en Libye, en Indonésie, en Papouasie–Nouvelle-Guinée, au Viêt-Nam et en Australie. La société est active sur le marché des produits pétroliers; elle vend ses produits directement à un large éventail de grossistes et de détaillants[85].

Jusqu'en 1990, Husky était un actionnaire à 50 p. 100 de NOVA/Husky Research Centre (NHRC). Lorsque NOVA a acquis Polysar en 1989, elle a également acheté la part qui appartenait à Husky. Husky ne peut plus utiliser maintenant les services de l'installation que sur une base contractuelle. La société NHRC se consacre à la recherche fondamentale et appliquée au profit de NOVA et de ses sociétés apparentées.

La société HRI Inc., filiale à 100 p. 100 de la société Husky, se spécialise dans la mise au point de technologies de pointe axées sur la production de carburants dérivés de combustibles fossiles et non dommageables à l'environnement. Elle octroie également des licences dans ce domaine. Parmi les combustibles, on compte les pétroles bruts lourds, les charbons à haute teneur en sulfure et les pétroles lourds. Les techniques de liquéfaction du charbon relèvent également du domaine de compétences de la HRI[86].

Une bonne part de la R-D en amont, en particulier en géologie et en géophysique, est effectuée à l'extérieur des installations. Plus de la moitié des dépenses externes sont assumées par un consortium d'industries mixtes. Les projets en aval ont trait au traitement des hydrocarbures à l'appui des projets de Husky dans les usines de valorisation, à la recherche dans l'asphalte artificiel, à la corrosion et aux pipelines. Un pourcentage important et croissant des dépenses totales en R-D est consacré aux questions d'ordre environnemental.

À l'instar de nombreux participants interrogés aux fins du rapport préparé par Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, Husky a adopté une approche de parrainage plus sévère en matière de R-D, qui tient compte des résultats nets. Les projets parrainés en R-D sont maintenant plus centrés, et on accorde moins d'importance aux préoccupations théoriques à long terme. Husky s'assure également que les membres du personnel qui auront à mettre en œuvre la technologie font partie de l'équipe de projet en R-D. Cette façon d'agir accélère l'intégration de la technologie aux activités de Husky[87].

L'aide du gouvernement provincial à la R-D

Huit provinces possèdent au sein de leur gouvernement des organismes de recherche, dont plusieurs appuient d'importants travaux de recherche relatifs au pétrole et au gaz naturel[88].

Le Conseil de recherches de l'Alberta, par exemple, entreprend de la recherche dans plusieurs secteurs afférents aux préoccupations changeantes dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Ces secteurs incluent la récupération du bitume, l'amélioration des hydrocarbures et diverses études géologiques visant à décrire toutes les ressources provinciales en hydrocarbures. Le Conseil dirige également des laboratoires où s'effectuent des tests sur l'essence et le pétrole, et il fait de la recherche dans le domaine de l'intelligence artificielle, de la robotique et de l'environnement.

Le Bureau de recherche et de technologie des sables bitumineux de l'Alberta demeure un important partisan de la recherche, bien que ses dépenses aient chuté de façon spectaculaire pour passer de 219,3 millions de dollars en 1986 à 27,5 millions en 1990. Le Bureau de recherche, une société d'État provinciale, a pris part à une grande variété de travaux de recherche, notamment à la

récupération *in situ* et assistée à des travaux miniers ainsi qu'à des travaux d'extraction et de traitement. La technologie élaborée par le Bureau de recherche est mise gratuitement à la disposition de l'industrie. Parmi les domaines d'importance, citons les nombreux projets pilotes *in situ* entrepris en commun par diverses sociétés comme Amoco, Bow Valley, Husky, British Petroleum, Shell, Unocal et Mobil Oil.

British Columbia Research appuie la recherche sur l'utilisation du gaz naturel comme carburant d'automobile.

La division du pétrole du Conseil de recherches de la Saskatchewan emploie 30 personnes (le Conseil au complet compte 200 employés). Elle fait de la recherche dans les techniques assistées de récupération du pétrole, notamment le pétrole classique et les pétroles lourds, dans la valorisation et les émulsions huileuses de pétrole; elle est également active dans la recherche sur le dioxyde de carbone.

L'ORTECH, l'ancienne Fondation de recherches de l'Ontario, fait de la recherche se rapportant à l'énergie, notamment de la recherche dans les carburants de substitution, à son Advanced Engine Technology Centre. Le ministère ontarien de l'Énergie appuie également le programme Enersearch, qui finance les entreprises ontariennes dans des domaines tels que la recherche sur les combustibles, l'évaluation des combustibles et les procédés industriels efficaces sur le plan énergétique.

L'aide du gouvernement fédéral à la R-D

Parmi les organismes de recherche fédéraux qui offrent leur appui à la R-D relative au pétrole et au gaz naturel, citons Énergie, Mines et Ressources Canada (EMR), en particulier le Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie (CANMET), et le Centre national de recherches du Canada par l'entremise de son programme d'aide à la recherche industrielle (PARI).

Le programme fédéral de recherche et de développement en énergie, qui englobe le pétrole et le gaz naturel, est remarquable par la nature interministérielle de son processus de sélection de projets. Tous les ministères fédéraux intéressés prennent part au groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques (GRDE), afin de parvenir à un consensus sur les propositions de R-D touchant particulièrement l'énergie que le gouvernement appuiera. Tous les deux ou trois ans, le groupe interministériel retourne au Cabinet pour obtenir une nouvelle approbation du programme et de son objectif, qui est actuellement de doter le Canada du savoir-faire économique et technologique nécessaire à la mise en valeur et à l'utilisation de ses ressources énergétiques de façon rentable et respectueuse de l'environnement.

Bien qu'EMR joue le rôle principal dans la R-D en énergie, on compte 11 autres ministères qui sont aussi des partenaires importants. Le programme PERD est divisé en une série de «tâches» et, à un échelon inférieur, de «programmes», chacun d'entre eux nécessitant un comité de révision pour orienter les recommandations de financement. On recherche activement les conseils de l'industrie, lesquels sont pris en considération dans le processus de décision.

Le programme du GRDE sert à financer la R-D relative aux industries du gaz naturel, du pétrole et du raffinage en amont (sables bitumineux, des pétroles bitumineux lourds, de la géoscience du pétrole, de la récupération améliorée du pétrole [RAP] et de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel dans les régions frontières) et dans les industries de pétrole, de gaz et de raffinage en aval (valorisation, raffinage et utilisation).

Le gouvernement fédéral assume dans ces domaines plusieurs responsabilités :

- évaluer les réserves et les ressources nationales d'hydrocarbures à des fins politiques et pour respecter les accords internationaux;

- offrir une meilleure compréhension du milieu naturel qui permettra de procéder à des évaluations de l'impact sur l'environnement plus opportunes et mieux étayées;
- élaborer des codes, des normes et des règlements qui protègent l'environnement, les travailleurs et le public et qui répondent aux besoins de l'industrie;
- améliorer les services essentiels, comme les prévisions météorologiques et maritimes, ainsi que les cartes hydrographiques, dont le gouvernement est légalement responsable;
- partager les risques et les coûts de la R-D à long terme (qui échappent à un calendrier commercial).

La dernière responsabilité est jugée cruciale, au moment où le rendement financier médiocre de l'industrie du pétrole et du gaz naturel réduit sa capacité de réaliser de la R-D. Voici quelques exemples de tels projets en matière de R-D : mettre au point la technologie afin d'extraire, de ce qui est actuellement possible sur le plan économique et technique, plus de pétrole de nos gisements de sables bitumineux, de nos pétroles lourds et de nos bruts classiques; et mettre au point des procédés pour produire dans les raffineries existantes, à partir des charges d'alimentation de brut qui sont en développement, plus de carburants compatibles avec les moteurs et peu dommageables à l'environnement.

Il ne fait pas de doute que la méthode du GRDE, qui vise à établir un partenariat important entre les organismes fédéraux et provinciaux et l'industrie, contribue considérablement à la base scientifique et technologique nécessaire au soutien du secteur du pétrole et du gaz naturel.

Le CANMET, service technologique d'EMR, préconise les programmes à frais partagés avec l'industrie et participe à des activités de recherche dans les secteurs des mines, des minéraux, des métaux, des matériaux et des combustibles fossiles. Ce service emploie un personnel de statut professionnel d'environ 300 personnes et possède un centre de recherches et des laboratoires à Ottawa, un laboratoire d'exploitation souterraine des mines à Val-d'Or, au Québec, des installations de recherche en Alberta, dans le nord de l'Ontario et en Nouvelle-Écosse, ainsi qu'un bureau régional en Colombie-Britannique. Un nouveau laboratoire de diversification de l'énergie est en voie d'être établi à Varennes, au Québec.

Le CNR compte des représentants du PARI dans tout le pays. Le programme offre une aide technologique aux petites entreprises canadiennes, habituellement selon une politique de partage des coûts.

Les possibilités technologiques qui s'offrent à l'industrie

En dépit d'une orientation marquée vers les mégaprojets au pays, comme les sables bitumineux, l'exploration de l'Arctique et les pipelines des régions frontières, les produits et services canadiens ne sont pas utilisés sur une grande échelle dans les activités internationales[89].

Il devient toutefois évident que les possibilités d'utilisation internationale des services et du matériel technologiques canadiens peuvent augmenter. On devrait porter une plus grande attention aux services reliés au pétrole et au gaz naturel, particulièrement dans le secteur de la haute technologie, où les produits, les services et la technologie sont vendus selon des modalités qui incluent la qualité et la performance, et non seulement les coûts[90].

Pour soutenir l'accroissement de ces possibilités de services, l'industrie devrait augmenter ses options de sous-traitance, inciter les divisions des entreprises importantes à assumer une plus grande responsabilité au chapitre de la réalisation des profits («contrats internes»), appuyer les petites et moyennes entreprises dans leurs efforts de commercialisation de services et de matériel spécialisé à l'étranger et développer la capacité de gestion pour devenir un secteur offrant des services complets.

Parmi les multiples possibilités qui s'offrent pour commercialiser les innovations canadiennes dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, quatre d'entre elles sont particulièrement prometteuses : le

perfectionnement de la technologie en vue d'exploiter le brut lourd, les méthodes d'extraction in situ du pétrole des sables bitumineux, la production de gaz ultrasulfureux et le traitement en aval du gaz.

Les lecteurs qui possèdent des connaissances techniques peuvent adresser une demande au Conseil des sciences pour obtenir une annexe à ce rapport qui fournit plus de détails sur les possibilités particulières des programmes canadiens de R-D.

Le raffinage

La baisse prévue dans les provisions de pétrole léger non sulfureux signifie que les raffineries devront traiter du pétrole plus lourd, à teneur plus élevée en soufre. Le raffineur en mesure d'utiliser des bruts lourds aura un avantage compétitif sur ceux qui continuent à traiter des bruts légers. Si l'on excepte la raffinerie d'Impériale à Sarnia, qui possède un réacteur de cokéfaction en lit fluidisé, la plupart des raffineries canadiennes ont des capacités limitées pour traiter les bruts lourds et sulfureux.

Un tel changement dans le raffinage — c'est-à-dire passer des pétroles légers non sulfureux aux bruts lourds et sulfureux — comporte deux genres de problèmes. D'abord, les taux plus élevés de soufre créent des problèmes concernant la corrosion du matériel, la régularité des chargements (par exemple, l'uniformité des opérations), la récupération du soufre et les émissions atmosphériques. Ensuite, la différence dans la structure de production entraîne généralement la nécessité d'accroître la capacité de conversion. Un contexte semblable ouvre un large éventail de possibilités en R-D[91].

L'un des défis particuliers qui se présente est le traitement des sables bitumineux d'Athabasca, qui fait appel aux mêmes procédés que la valorisation des pétroles lourds. L'argile découverte dans les sables d'Athabasca peut causer des problèmes dans certains modes de traitement, comme l'a expérimenté la société Gulf en élaborant son procédé d'hydrogénation par solvalyse. En outre, les sables bitumineux présentent un degré api plus faible[92] et contiennent plus de soufre et de métaux que les pétroles lourds, ce qui impose des exigences de traitement supplémentaires[93].

***Les sables bitumineux* in situ**

La seule technologie prouvée pour extraire le pétrole (bitume) des sables bitumineux est l'exploitation à ciel ouvert suivi du procédé à l'eau chaude. L'opération minière peut être accomplie seulement lorsque les couches de sables bitumineux sont près de la surface, permettant ainsi d'enlever les morts-terrains sans qu'il en coûte excessivement cher et d'extraire directement le bitume et le sable avec d'énormes draglines. On estime que les sables bitumineux canadiens contiennent des réserves prouvées d'environ 22,8 milliards de barils, qui sont récupérables au moyen de cette technologie.

La technologie d'extraction *in situ* fait référence à une technique pratique visant à extraire le pétrole des sables bitumineux sans déplacer lesdits sables de l'endroit où ils se trouvent. Le bitume, comme le pétrole classique, doit être extrait directement de ses gisements souterrains. La principale méthode consiste à injecter de la vapeur dans les sables afin de réchauffer le bitume et de réduire sa viscosité, ce qui lui permet alors de s'écouler sous pression dans les puits.

Bien que cette technologie n'ait pas encore fait ses preuves commercialement parlant, l'extraction du pétrole des sables bitumineux par de tels moyens améliorerait considérablement les perspectives énergétiques du Canada si l'on tient compte du volume manifeste de pétrole dans les gisements bitumineux du pays. La quantité de pétrole brut dans les sables bitumineux de l'Alberta est généralement estimée à 900 milliards de barils, à peu près autant que les réserves totales prouvées de pétrole classique dans le monde. Selon EMR, on pourrait récupérer de 55 à 170 milliards de barils de pétrole grâce aux méthodes *in situ*[94].

La production de gaz ultrasulfureux

Ces dernières années, un grand nombre d'entreprises canadiennes ont acquis de l'expérience dans le transport et le traitement du gaz naturel. En Alberta, on a découvert des gisements dont la teneur en

hydrogène sulfuré dépassait 90 p. 100. La production de ces gîtes nécessitera la mise au point de nouveaux solvants circulants qui empêcheront la corrosion entraînée par le dépôt de soufre et d'hydrate sous des conditions climatiques sévères. On aura également besoin de dispositifs pour détruire les fluides issus des techniques de production. Les plus récents progrès dans la production de gaz ultrasulfureux ont été l'ouverture de l'usine pilote de Shell dans le champ Bearberry, à 15 kilomètres environ au nord-ouest de Sundre. Husky possède un gisement ultrasulfureux, appelé Panther, dont l'exploitation ne fait que débuter[95].

Le traitement du gaz en aval

Le secteur en aval offre des possibilités de mise au point de carburants destinés aux moteurs à haute performance et de produits qui satisfont aux exigences de normes environnementales plus sévères. Les carburants au méthanol représentent une option majeure pour le Canada, étant donné nos importantes réserves de gaz naturel. Toutefois, une plus grande expérience est nécessaire pour manipuler cette substance corrosive. Une entreprise a dû pratiquement reconstruire son usine de méthanol en raison de la sérieuse dégradation des installations après seulement quelques mois d'activité. L'ancienne Fondation de recherches de l'Ontario a mené des expériences intéressantes en mélangeant le méthanol au carburant diesel dans les moteurs à injection d'huile, mais elle aurait, semble-t-il, abandonné ce projet.

Conclusion

Il est impossible, tôt en 1992, de définir pour le Canada soit une stratégie optimale en matière de technologie, soit des niveaux optimaux de R-D dans le secteur du pétrole et du gaz naturel. De plus, dans le contexte actuel où les prix réels du pétrole sont peu élevés, il est des plus improbables que les ressources du seul secteur privé suffiraient à soutenir une stratégie optimale, si tant est que nous puissions en définir une.

Le problème essentiel auquel font face les entreprises et les gouvernements canadiens, lorsqu'ils tentent de déterminer un niveau approprié de ressources pour la R-D dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, tient au fait que les exigences technologiques futures dans ce secteur pourraient être sérieusement déformées puisque l'OPEP a la capacité d'exercer une emprise monopolistique et de fixer des prix sans tenir compte de la discipline de marché courante. La mesure la plus probable consisterait à fixer des prix artificiellement élevés pour le pétrole, bien que l'OPEP puisse effectuer une baisse aiguë des prix afin que s'affaisse le marché des pays producteurs de pétrole non membres de l'OPEP. Tant et aussi longtemps que les prix pourront être manipulés de cette façon, personne ne pourra prédire avec assurance le niveau idéal de dépenses en R-D dans le secteur du pétrole et du gaz naturel. Le résultat, en effet, pourrait bien dépendre de facteurs qui échappent à l'influence commerciale.

Le problème est particulièrement de taille pour le Canada puisque celui-ci pourrait exporter de l'énergie pétrolière sur une bien plus grande échelle qu'aujourd'hui. Toutefois, ce projet ne pourrait se concrétiser que dans un contexte où les prix élevés du pétrole et les progrès technologiques rendraient rentables la production des ressources non conventionnelles et celle des réserves des régions frontières. Bien qu'une R-D substantielle soit entreprise au Canada dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, et qu'elle puisse de façon utile prendre encore plus d'ampleur en raison des incertitudes relatives à l'offre et à la demande à long terme du pétrole et du gaz, il est impossible de déterminer le rendement probable d'un tel investissement, particulièrement en fonction d'un calendrier commercial.

La conservation et la substitution de l'énergie compliquent d'autant plus la question des investissements dans les approvisionnements en pétrole. Il existe encore des possibilités de mettre au point des systèmes de transport et de chauffage beaucoup plus efficaces sur le plan énergétique. Certains systèmes d'ailleurs, comme les voitures électriques, ne nécessitent pas de pétrole comme carburant.

Il faut, au moment d'établir un programme de R-D dans ce secteur, adopter une nouvelle approche. L'option logique qui s'impose si l'on veut gérer les contradictions quant aux objectifs consisterait à élaborer un plan d'action concerté définissant les rôles des sociétés exploitantes, des raffineurs, des établissements de recherche, du gouvernement fédéral, des gouvernements provinciaux et des gouvernements à l'étranger. Un tel plan permettrait de coordonner les travaux de recherche et de partager les coûts équitablement. Ce plan devrait préciser les objectifs technologiques, les protocoles d'entente entre tous les intéressés et des niveaux de responsabilité raisonnables.

Un tel plan d'action semble toutefois réalisable compte tenu de la structure actuelle des secteurs canadien et mondial du pétrole et du gaz naturel. Premièrement, le secteur s'appuie partout dans le monde sur une stratégie technologique qui consiste à adopter et adapter, le travail étant efficacement et de facto divisé entre les entreprises qui font de la R-D. Aucune société ne tente à elle seule d'effectuer toute la gamme de R-D actuellement réalisable. La division du travail déjà établie pourrait fournir la base d'une coopération plus officielle. Deuxièmement, une bonne partie du secteur canadien, mais non la totalité, est entre des mains étrangères. Par conséquent, les entreprises d'outre-mer, qui détiennent déjà des parts majeures au Canada, seraient probablement intéressées à poursuivre une option qui rendrait ces investissements plus rentables à long terme. De son côté, le

Canada n'en conserverait pas moins sa propre part dans les négociations par l'entremise de ses sociétés établies au pays. Troisièmement, compte tenu du potentiel d'approvisionnement en ressources non conventionnelles au pays, il est dans l'intérêt des gouvernements, au Canada comme à l'étranger, de s'assurer qu'on dispose au moins de la base d'approvisionnements en pétrole sur le continent, au cas où on en aurait besoin.

Annexe — Cadre d'analyse des stratégies en matière de technologie

Dans le cadre de la méthode d'analyse de chaque secteur, le Conseil des sciences du Canada a cherché, dans la mesure du possible, à évaluer les stratégies des entreprises en matière de technologie conformément au schéma suivant :

produit			
procédé			
	adoption et adaptation	innovation	percée

Catégories de stratégies

Adoption et adaptation : Acquérir une technologie et l'adapter afin de s'en servir pour soutenir la concurrence.

Innovation : Améliorer progressivement la technologie gagnante afin d'obtenir une plus grande part du marché ou de conserver son avantage concurrentiel.

Percée : Chercher à créer une discontinuité sur le marché et, par ce moyen, devancer les concurrents.

Les études de cas d'entreprises ont généralement porté sur au moins sept paramètres clés qui influent sur la stratégie d'une entreprise en matière de technologie :

- trois paramètres internes :
  - la position concurrentielle,
  - la capacité d'innover,
  - la stratégie et la vision;
- quatre paramètres externes :
  - les demandes du client,
  - la rivalité concurrentielle,
  - les conditions d'approvisionnement,
  - la technologie disponible.

La méthode prévoyait aussi essentiellement un processus en trois étapes pour chaque secteur. Dans la première étape, un ou plusieurs entrepreneurs ont analysé les éléments principaux de la compétitivité et de la performance en matière de R-D du secteur canadien et de ses principaux concurrents étrangers. La deuxième étape comprenait l'évaluation du ou des rapports préparés à contrat, la discussion avec les entrepreneurs et autres experts, une recherche maison supplémentaire et la préparation d'une ébauche de rapport du Conseil. Au cours de la troisième étape, des spécialistes de

l'extérieur ont formulé des observations sur l'une ou sur plusieurs des ébauches du rapport du Conseil, qui ont alors été révisées et raffinées au besoin, à la suggestion de la personne ressource de ce secteur au sein du comité chargé du projet (*voir* les remerciements). Pour certains secteurs, la troisième étape comptait aussi la participation de plusieurs spécialistes de l'extérieur dans le cadre d'un petit atelier de travail, dont une partie a permis de définir certains éléments d'un plan d'action possible pour le secteur. Le rapport a ensuite été soumis pour approbation finale au Comité de direction du Conseil des sciences, avant d'être envoyé à Industrie, Sciences et Technologie Canada.

Notes

1. Christopher Flavin, «World Oil: coping with the dangers of success», *Worldwatch Paper*, n° 66, juillet 1985, p. 6.

2. John P. Holdren, «Energy in transition», *Scientific American*, septembre 1990, vol. 263, n° 3, p. 157.

3. L'Organisation de coopération et de développement économiques, organisme international dont le siège se trouve à Paris, est le forum économique (parfois appelé «club») réunissant les pays industrialisés de pointe de l'Europe de l'Ouest, l'Amérique du Nord, le Japon, l'Australie et la Nouvelle-Zélande.

4. Flavin, *op. cit.*, p. 5.

5. John H. Gibbons, Peter D. Blair et Holly L. Gwin, «Strategies for energy use», *Scientific American*, septembre 1989, vol. 261, n° 3, p. 136.

6. Christopher Flavin et Alan B. Durning, «Building on success: the age of energy efficiency», *Worldwatch Paper* 82, mars 1988, p. 55.

7. Michael l. Renner, «Car crash: oil, debt, and the future of the automobile», *Worldwatch*, janvier/février 1988, vol. 1, n° 1, p. 38.

8. Flavin, *op. cit.*, p. 8.

9. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *Sectoral innovation strategy for the oil and gas industry*, rapport préparé à contrat pour le Conseil des sciences du Canada, décembre 1990, p. II-8.

10. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. I-10.

11. *Ibid.*, p. I-10.

12. *Ibid.*, p. I-11.

13. *Ibid.*, pp. I-14 à I-17.

14. Flavin, *op. cit.*, p. 27.

15. John M. Blair, *The control of oil*, Vintage Books, New York, 1978, p. 4.

16. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. I-10.

17. Flavin, *op. cit.*, p. 37.

18. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. I-10.

19. Flavin, *op. cit.*, p. 37.

20. Daniel Yergin, *The Prize*, New York, Simon and Schuster, 1991, p. 567.

21. *Ibid.*, p. 568.

22. Ged. R. Davis, «Energy for planet Earth», *Scientific American*, septembre 1990, vol. 263, n° 3, p. 62.

23. Flavin, *op. cit.*, p. 15.

24. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. I-11.

25. *Ibid.*, p. I-13.

26. Flavin, *op. cit.*, p. 18.

27. Flavin, *op. cit.*, p. 8.

28. Communication personnelle d'Esso Ressources Canada au Conseil des sciences du Canada, mai 1991.

29. Flavin, *op. cit.*, p. 32.

30. *Ibid.*, p. 32

31. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. II-1.

32. *Ibid.*, p. I-21.

33. Julia C. Martinez, «Holding the keys to the oil kingdom», *Ottawa Citizen*, le 10 février 1991, p. E5.

34. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, pp. I-19, I-20.

35. *Ibid.*, p. 4.

36. *Ibid.*, p. I-21.

37. *Ibid.*, p. I-20.

38. *Ibid.*, p. I-22.

39. *Ibid.*, p. I-2.

40. Davi., *op. cit.*, p. 57.

41. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. V-3.

42. *Ibid.*, p. I-2.

43. *Ibid.*, p. 2.

44. Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada, *Industrie canadienne du pétrole — Examen de l'activité, 1989*, Approvisionnements et Services Canada, 1989, pp. 11 et 15.

45. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. IV-3.

46. Magazine *Oil Week*.

47. John Shiry, «Too many drilling rigs and not enough work», *Financial Post*, le 24 janvier 1991, p. 19.

48. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. IV-5.

49. Terence Corcoran, «Oil sands plant raises sticky issues», *Globe and Mail*, le 29 janvier 1991, p. B8.

50. *Ibid.*, p. B8.

51. Christopher Donville, «Petrocan no bargain for small investor», *Globe and Mail*, 22 janvier 1991, p. B10.

52. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. IV-23.

53. *Ibid.*, p. I-8.

54. La détermination inclut l'exploration, mais fait également référence à la délimitation de gisements précis et à la qualité de leur contenu d'un point de vue commercial, ainsi qu'à des évaluations de production future.

55. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, annexe, p. A-1.

56. *Ibid.*, p. III-1.

57. *Ibid.*, p. III-6.

58. Flavin, *op. cit.*, p. 42.

59. Flavin et Durning, *op. cit*, p. 5.

60. *Ibid.*, p. 8.

61. Davis, *op. cit.*, p. 59.

62. Renner, *op. cit.*, p. 35.

63. Davis, *op. cit.*, p. 59.

64. «Big three give electric cars a boost», *Globe and Mail*, 1er février 1991, p. B6.

65. William Fulkerson, Roddie R. Judkins et Manoj K. Sanghvi, «Energy from fossil fuels», *Scientific American*, septembre 1990, vol. 264, n° 3, p. 129.

66. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, annexe, p. A-10.

67. L'essence reformulée est de l'essence qui présente des indices d'octane élevés sans l'usage du plomb tétraéthyle. On y parvient en mélangeant ou en réduisant judicieusement le produit avec des éléments «aromatiques», tels le butane et le benzène, et par incorporation d'éléments oxygénés pour améliorer les indices d'octane. L'éther méthylique du tert-butanol est l'agent le plus communément utilisé à l'heure actuelle dans l'essence reformulée.

68. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. III-3.

69. *Ibid.*, annexe, p. A-9.

70. *Ibid.*, p. III-4.

71. *Ibid.*, annexe, p. A-1.

72. *Ibid.*, p. X-I.

73. Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada, pp. 15 et 37.

74. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, p. VI-7.

75. *Ibid.*, p. 5.

76. *Ibid.*, p. I-6.

77. *Ibid.*, p. VI-4.

78. *Ibid.*, p. VI-4.

79. *Ibid.*, p. IX-1.

80. *Ibid.*, p. VII-1.

81. *Ibid.*, p. VII-4.

82. Rapport annuel d'Esso, 1990.

83. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, pp. VII-7 à VII-12.

84. *Ibid.*, p. VII-12.

85. *Ibid.*, p. VII-15.

86. *Ibid.*, p. VII-17.

87. *Ibid.*, p. VII-18.

88. *Ibid.*, pp. VII-27 à VII-29.

89. *Ibid.*, p. I-5.

90. *Ibid.*, p. 3.

91. *Ibid.*, annexe, p. A-3.

92. Indice de gravité de l'American Petroleum Institute.

93. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, annexe, p. A-3.

94. Rick Clayton, C. Lafkas, G. Kreps et R. Miller, *Canadian Energy: the next 20 years and beyond*, document de travail n° 5, Institut de recherches politiques, Montréal, 1980, p. 84.

95. Purvin and Gertz, Inc. et Hycarb Engineering, *op. cit.*, annexe, p. A-22.